

**ingenostrum.**

Executing your **renewable** vision

**PROYECTO FOTOVOLTAICO  
“FV MESA ROLDÁN 5”**

**PROYECTO CONSTRUCTIVO**

**VEJER DE LA FRONTERA, CÁDIZ, ANDALUCÍA  
(ESPAÑA)**

**Turgallium Solar 1, S.L.**



**CONTENIDO**

<b>1</b>	<b>MEMORIA DESCRIPTIVA FV Y LSMT .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>MEMORIA DE CÁLCULO FV Y LSMT.....</b>	<b>107</b>
<b>3</b>	<b>MEMORIA DE GENERACIÓN PARQUE FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>178</b>
<b>4</b>	<b>PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....</b>	<b>198</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....</b>	<b>309</b>
<b>6</b>	<b>ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS .....</b>	<b>390</b>
<b>7</b>	<b>PRESUPUESTO .....</b>	<b>433</b>
<b>8</b>	<b>PLANOS .....</b>	<b>447</b>



Executing your renewable vision

# **PARQUE FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5 Y SU LÍNEA DE EVACUACIÓN DE 20 kV**

SP.IN018.3.M.GN.001-0A

MEMORIA DESCRIPTIVA


VEJER DE LA FRONTERA, CÁDIZ, ESPAÑA



*Tabla 1.- Control de versiones del documento*

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
0A	20/12/2023	Emisión Inicial	ENB/MSTC	JMO	CVJ

Sevilla, Diciembre de 2023

  
Firmado digitalmente por  
VAZQUEZ  
JIMENEZ CARLOS  
MANUEL -  
09213676Z  
Fecha: 2024.04.04  
17:58:01 +02'00'

  
Firmado digitalmente por  
VAZQUEZ  
JIMENEZ CARLOS  
MANUEL -  
09213676Z

*el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)*

*Carlos Manuel Vázquez Jiménez*

*Nº de colegiado {1007} -COGITI Cáceres*



## Contenido

<b>0</b>	<b>ACRÓNIMOS</b>	<b>5</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
1.1	Datos Generales	6
1.2	Promotor e ingeniería	6
1.3	Localización	6
1.4	Accesos	8
<b>2</b>	<b>GENERALIDADES</b>	<b>11</b>
2.1	Objeto	11
2.2	Reglamentos Leyes y Normas	11
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	<b>15</b>
3.1	Definiciones	15
3.2	Ocupación	15
3.3	Superficie Vallada – Superficie Vinculada al Proyecto para Construir	16
3.4	Disponibilidad de parcela. Tabla de Superficies	16
3.5	Afecciones	17
3.6	Ficha General del proyecto	20
3.7	Tabla de potencias	20
3.8	Descripciones Generales	21
<b>4</b>	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>	<b>23</b>
4.1	Módulo Fotovoltaico	23
4.2	Estructuras Seguidor	24
4.3	Centro de Transformación	27
4.4	Servicios auxiliares	32
4.5	Cuadro de Comunicaciones	32
<b>5</b>	<b>INSTALACION ELÉCTRICA</b>	<b>33</b>
5.1	Instalación de BT en CC	33
5.2	Instalación de BT en CC	38
5.3	Instalación de BT para SSAA en CA	40
5.4	Instalación de puesta a tierra	42
5.5	Característica de la obra civil de los tramo subterráneo	43
5.6	Instalación de MT	43
<b>6</b>	<b>MONITORIZACIÓN</b>	<b>46</b>
6.1	Tipología	46



6.2	Centro de Transformación .....	46
<b>7</b>	<b>SEGURIDAD .....</b>	<b>47</b>
7.1	Sistema de CCTV .....	47
7.2	Sistema de seguridad .....	47
7.3	VISUALIZACIÓN .....	49
<b>8</b>	<b>OBRA CIVIL .....</b>	<b>50</b>
8.1	Preparación del terreno .....	50
8.2	Drenaje .....	50
8.3	Zanjas.....	51
8.4	Arquetas .....	51
8.5	Vallado .....	52
8.6	Caminos .....	53
8.7	Centro de Transformación .....	53
8.8	Cimentaciones de Estructura .....	54
<b>9</b>	<b>INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN .....</b>	<b>55</b>
9.1	Objeto.....	55
9.2	Emplazamiento .....	55
9.3	Trazado de la línea .....	56
9.4	Requisitos de diseño .....	58
9.5	Línea subterránea 20 kV .....	58
9.6	Línea Aérea 20 kV.....	73
9.7	CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS .....	103
9.8	CRUZAMIENTOS .....	104



## 0 ACRÓNIMOS

- **MW.** \_ Megavatios
- **MWp.** \_ Megavatios pico
- **MWn.** \_ Megavatios nominales
- **kV.** \_ kilovoltios
- **kVA.** \_ kilovoltio Amperio
- **ha.** \_ Hectáreas
- **R.E.E.** \_ Red Eléctrica Española
- **FV.** \_ Fotovoltaica (Planta)
- **CCTV.** \_ Closed-circuit televisión \_ Circuito Cerrado de Televisión (Video)
- **CC.** \_ Corriente Continua
- **CA.** \_ Corriente Alterna
- **M.T.** \_ Media Tensión
- **B.T.** \_ Baja Tensión
- **IVA** \_ Informe viabilidad de acceso
- **SCADA System.** \_ Supervisory Control and Data Acquisition. Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
- **REBT.** \_ Reglamento Eléctrico de Baja Tensión
- **UNE.** \_ Normas UNE (Una Norma Española)
- **SS.AA.** \_ Servicios Auxiliares
- **CT.** \_ Centro de Transformación
- **SET.** \_ Subestación Elevadora de Tensión
- **THD.** \_ Total Harmonic Distortion \_ Factor de distorsión armónica
- **CGBT.** \_ Cuadro General de Baja Tensión
- **FO.** \_ Fibra óptica
- **I-DE.** \_ Redes Eléctricas Inteligentes (IBERDROLA)



## 1 INTRODUCCIÓN

### 1.1 DATOS GENERALES

El presente Proyecto denominado Parque Fotovoltaico FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5, consiste en una planta de generación con tecnología fotovoltaica de 2,5 MW nominales y 3,36 MWp. La energía generada en el inversor se transportará hasta el centro de transformación donde se elevará la tensión de 640V a 20 kV y se evacuará hasta un centro de seccionamiento (CS\_FV\_MESA ROLDÁN 5), donde se realiza la conexión de la línea de MT que transporta dicha energía hasta el punto de conexión concedido en el tramo de M.T PATRIA ubicado Apoyo A100492 perteneciente a la SET CONIL, perteneciente a **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

### 1.2 PROMOTOR E INGENIERÍA

Se redacta por encargo de la empresa TURGALLIUM SOLAR 1.

- **DENOMINACIÓN SOCIAL:** Turgallium Solar 1, SL
- **CIF:** B-06773733
- **DIRECCIÓN SOCIAL:** Avenida de la Constitución, 34, 1ºI, CP: 41001, Sevilla
- **PERSONA DE CONTACTO:** Carlos Manuel Vázquez Jiménez

Redacta el presente proyecto INGENOSTRUM S.L. mediante el técnico que suscribe Carlos Manuel Vázquez Jiménez

, Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial), colegiado en el COGITI de Cáceres con el número 1007, con domicilio en Avd. de la Constitución nº34, 1ºI, 41001, Sevilla.

- **INGENIERÍA:** INGENOSTRUM S.L.
- **CIF:** B-91.832.873
- **TÉCNICO REDACTOR:** Carlos Manuel Vázquez Jiménez
- **TITULACIÓN:** Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial), 1007-COGITI-Cáceres

### 1.3 LOCALIZACIÓN

El emplazamiento se ubica en la siguiente localización:

- Localidad/Municipio: Vejer de la Frontera (Cádiz)
- País: España
- UTM Y (ETRS 89 Huso 29S): 4018001,00 mN
- UTM X (ETRS 89 Huso 29S): 765316,00 mE
- Altitud: 20 m.s.n.m.

En la siguiente imagen, se muestra la ubicación del proyecto con respecto a la región:



Figura 1.- Ubicación de la planta fotovoltaica



Figura 2.- Localización respecto a municipios cercanos





## 1.4 ACCESOS

### 1.4.1 Carreteras de acceso a la instalación

Para acceder a la instalación se realizará un recorrido de aproximadamente 2,75 km, se tomará un desvío desde la autovía A-48 de la Costa de la Luz en dirección "La Muela". El desvío se encontraría situado en el punto kilométrico P.K.29+700 de esta autovía.

Tras el desvío, se encuentra una rotonda, la cual se abandonará en la primera salida con el "Camino Moledores" durante 1,92 km hasta la primera superficie vallada. Por el mismo camino se continuará hasta el acceso al vallado 2, atravesando el arroyo de las flamenquillas.

*Figura 3.- Acceso al camino desde la A-48 en dirección "La Muela"*





*Figura 5.- Acceso a Camino moledores desde desvío de la A-48*



#### 1.4.2 Punto de acceso a la instalación fotovoltaica

La planta fotovoltaica FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5 dispone de una puerta de acceso a la instalación a través del camino Moledores (Polígono 36, parcela 9010. Ref. Catas.: 11039A036090100000RU).

*Tabla 1.- Coordenadas de acceso al parque fotovoltaico*

Acceso	Localización	Referencia Catastral	Coordenadas de acceso
<b>AC1</b>	Polígono 38 Parcela 3 PATRIA. VEJER DE LA FRONTERA (CÁDIZ)	11039A038000030000RW	X = 764.866,25
			Y = 4.018.153,94
<b>AC2</b>	Polígono 38 Parcela 8 PATRIA. VEJER DE LA FRONTERA (CÁDIZ)	11039A038000080000RQ	X = 765.523,05
			Y = 4.017.943,29



Figura 6.- Puntos de acceso





## 2 GENERALIDADES

### 2.1 OBJETO

Es objeto del proyecto es la implantación de la planta solar de 3,36MWp, así como todos los subsistemas que conllevan las instalaciones:

- Actuaciones sobre el terreno, limpieza superficial.
- Obra civil para formación de viales y drenajes del terreno.
- Obra civil para montaje de estructuras solares. Levantamiento de las estructuras y montaje de paneles.
- Obra civil de vallado perimetral cinagético.
- Obra civil de ejecución de centro de transformación.
- Obra civil de zanjas para canalización de instalaciones.
- Instalación eléctrica de BT de las unidades de producción.

La instalación del sistema de comunicaciones, monitorización y gestión inteligente de la planta y sistema de seguridad y vigilancia mediante CCTV serán objeto de otro proyecto.

### 2.2 REGLAMENTOS LEYES Y NORMAS

Para el estudio del presente Proyecto, nos hemos acogido a los siguientes Reglamentos, Leyes y Normas:

#### 2.2.1 Producción eléctrica

- R.D. 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- R.D. 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- R.D. 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- R.D.-LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

#### 2.2.2 Instalaciones fotovoltaicas



- R.D. 2313/1985, de 8 de noviembre, por el cual se establece la sujeción a especificaciones técnicas de las células y módulos fotovoltaicos (BOE 13-12-85).
- R.D. 2224/1998, de 16 de octubre, por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- Instrucción de 21 de enero de 2.004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones de Energía solar fotovoltaica Conectadas a red del I.D.A.E.
- ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Reglamento Unificado de Puntos de Medida de Sistema Eléctrico. R.D.1110/2007.

### 2.2.3 Obra civil

- PG-3 Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carretera y Puentes.
- R.D.314/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Documentos Básicos del CTE aplicables.
- Real Decreto 470/2021 por el que se aprueba el Código Estructural
- Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la norma 5.2 - IC drenaje superficial de la Instrucción de Carreteras.
- EUROCODIGOS EN-1990 a 1999.

### 2.2.4 Instalaciones de BT. generadores de BT

- R.D. 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. REBT.
- Normas e Instrucciones del M.I.
- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5 que sustituye a UNE-EN-21435:5 en la que se basa el RD 842/2002.

### 2.2.5 Instalaciones de BT. instalación interior de SSAA.

- R.D. 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. REBT.
- Normas e Instrucciones del M.I.
- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5 que sustituye a UNE-EN-21435:5 en la que se basa el RD 842/2002.
- Normas UNE 20322 sobre clasificación de zonas de características especiales.

### 2.2.6 Instalaciones de MT.



- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Normas e Instrucciones del M.I., incluidas las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT
- R.D. 223/2008 por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas. RLAT.
- Normas UNE y UNE-EN. Incluida UNE-EN-211435:5 para corrientes máximas para conductores de hasta 30kV.
- Recomendaciones UNESA.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Normas UNE, que no siendo de obligado cumplimiento, definen características de elementos integrantes de las LSMT.
- Otras reglamentaciones o disposiciones administrativas nacionales, autonómicas o locales vigentes de obligado cumplimiento no especificadas que sean de aplicación.

## 2.2.7 Seguridad industrial

- ORDEN de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Partes no derogadas.
- R.D. 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual
- R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción Anexo IV.
- R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- R.D. 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbar, para los trabajadores.
- R.D. 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- R.D. 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- LEY 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.



- R.D. 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- R.D. 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- R.D. 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención
- R.D. 330/2009, de 13 de marzo, por el que se modifica el R.D. 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- UNE-EN ISO 7010:2012 sobre símbolos gráficos. Colores y señales de seguridad. Señales de seguridad registradas. Modificación 6 (ISO 7010:2011/Amd 6:2014) (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en enero de 2017.)

### 2.2.8 Otras normas

En general, cuantas Prescripciones, Reglamentos, Normas e Instrucciones Oficiales que guarden relación con obras del presente Proyecto, con sus instalaciones complementarias o con los trabajos necesarios para realizarlas.

Si alguna de las normas anteriormente relacionadas regula de modo distinto algún concepto, se entenderá de aplicación la más restrictiva. De manera análoga, si lo preceptuado para alguna materia por las citadas normas estuviera en contradicción con lo prescrito en el presente Documento, prevalecerá lo establecido en este último.



## 3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 3.1 DEFINICIONES

Se diferencian los siguientes valores de superficies:

- **Superficie Catastral:** Valor total de la parcela catastral que donde se ejecuta el parque.
- **Superficie de Vallado:** Área que comprende el interior del vallado a construir. Se contempla dentro la instalación fotovoltaica, edificios, caminos y distancias entre estructuras.
- **Superficie Construida:** Determinada los edificios y contenedores en el interior del parque.
- **Superficie de Ocupación de Construcciones:** área de módulos fotovoltaicos más superficie construida.

El valor de la superficie neta de captación se calcula para identificar, de toda la superficie disponible y ocupada, el porcentaje que realmente está generando energía. Con este valor se obtiene el Ratio de ocupación, en ha/MW, con el que se pueden comparar terrenos. Por ejemplo, si existen accidentes geográficos, el ratio de ocupación crecerá, es decir, será necesario más terreno para la instalación fotovoltaica.

### 3.2 OCUPACIÓN

Dentro del proyecto, se considera las siguientes superficies de ocupación:

#### **Superficie construida**

- |   |                            |
|---|----------------------------|
| • Centro de Transformación (Skid):          |                            |
| ○ 1 transformador + 1 Inversor: 4,62x2,47 m | 11,41 m <sup>2</sup>       |
| • Centro de Seccionamiento:                 | 25 m <sup>2</sup>          |
| • O&M:                                      |                            |
| ○ Oficina + almacén:                        | 30 m <sup>2</sup>          |
| <b>TOTAL SUPERFICIE CONSTRUIDA:</b>         | <b>66,41 m<sup>2</sup></b> |

#### **Superficie de captación**

- |   |                                 |
|---|---------------------------------|
| • Módulos fotovoltaicos: 2,073m x 1,133m x 6.720 Ud | 15.783,324 m <sup>2</sup>       |
| <b>TOTAL SUPERFICIE CAPTACIÓN:</b>                  | <b>15.783,324 m<sup>2</sup></b> |

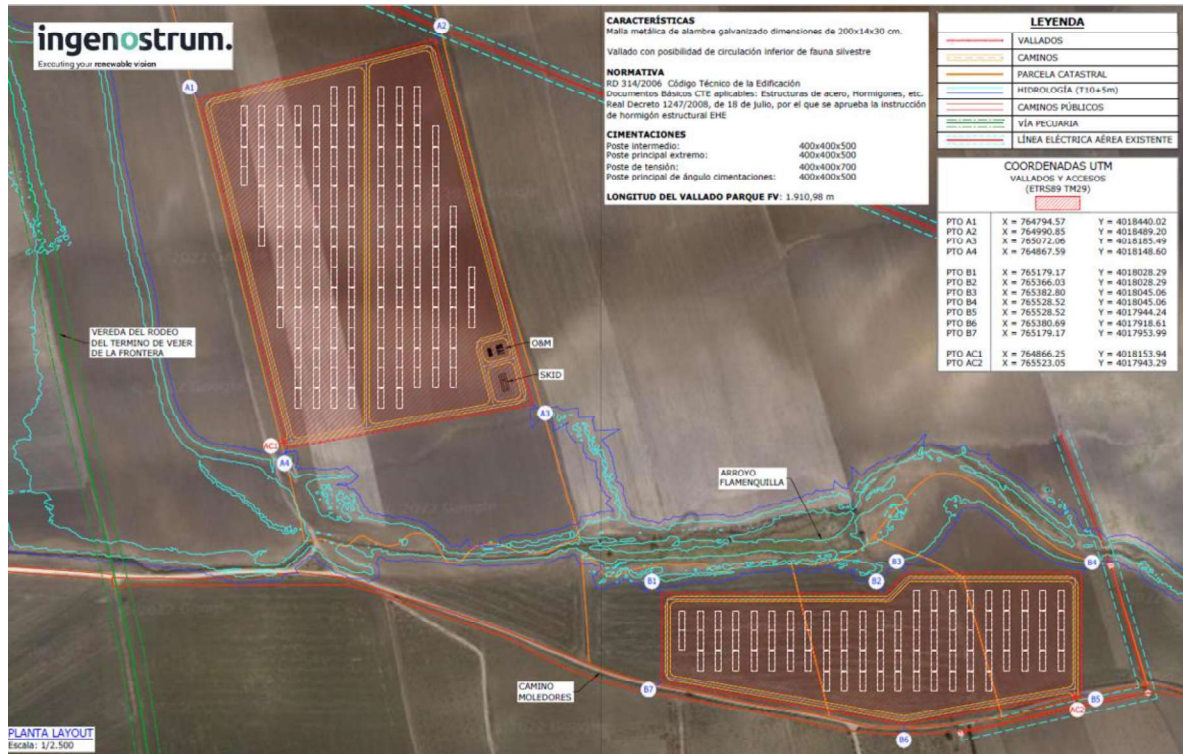
**TOTAL SUPERFICIE CONSTRUIDA (Captación + construida) 15.849,734 m<sup>2</sup>**



### 3.3 SUPERFICIE VALLADA – SUPERFICIE VINCULADA AL PROYECTO PARA CONSTRUIR

La superficie vallada del proyecto es la que se vinculará a la Unidad Rústica Apta para la Edificación. En el Proyecto FOTOVOLTAICO MESA ROLDÁN 5, esta superficie es de **9,839 ha**, siendo la longitud del vallado 1.910,98 m.

*Figura 7.- Vallado de la instalación*



### 3.4 DISPONIBILIDAD DE PARCELA. TABLA DE SUPERFICIES

La totalidad de la planta fotovoltaica se encuentra en término municipal de Vejer de la Frontera (Cádiz), ocupando las siguientes superficies:

*Tabla 2.- Ocupación de parcelas afectadas*

Parque FV Planta Mesa Roldán 5					
Polígono	Parcelas		Provincia	Superficie catastral (ha)	Referencia catastral
	Parcela	Término Municipal			
Polígono 38	Parcela 3	Vejer de la Frontera	Cádiz	32,381 ha	11039A038000030000RW
Polígono 38	Parcela 28	Vejer de la Frontera	Cádiz	1,950 ha	11039A038000280000RS
Polígono 38	Parcela 29	Vejer de la Frontera	Cádiz	1,978 ha	11039A038000290000RZ
Polígono 38	Parcela 8	Vejer de la Frontera	Cádiz	2,198 ha	11039A038000080000RQ
TOTAL				38,507 ha	



*Figura 8.- Parcela ocupada*



### 3.5 AFECCIONES

Se ha llevado a cabo una identificación de todas aquellas zonas, instalaciones o infraestructuras que gozan de una protección específica adicional, ya sea por tratarse de zonas de especial protección por su carácter natural, como de infraestructuras públicas o privadas preexistentes, aplicando en su caso todas aquellas determinaciones recogidas en la normativa específica y sectorial que por su ámbito y carácter sean de aplicación.

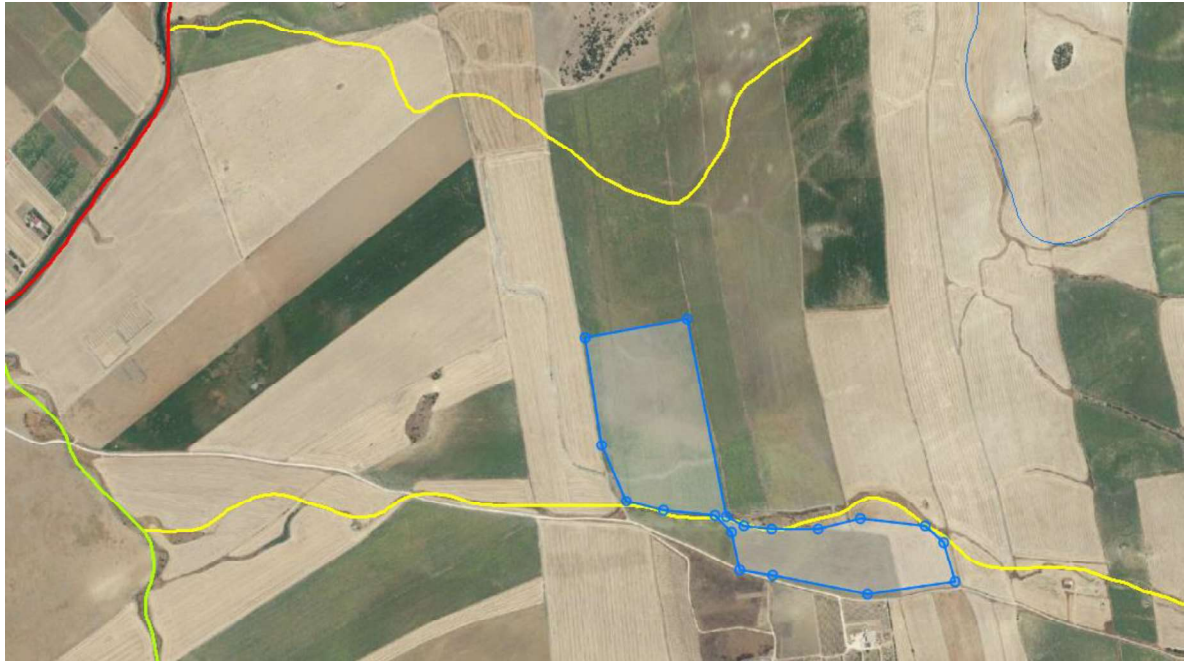
El mencionado cumplimiento de la Legislación y Normativa sectorial o específica implicadas se hace sin perjuicio de la obtención de cuantas autorizaciones e informes favorables que fueran preceptivos al respecto.

#### 3.5.1 Red Hidrográfica

El proyecto FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5 se encuentra fuera de la superficie de afección de la Confederación Hidrográfica del Guadalete - Barbate (CHG). A través del geo-portal, se puede observar que en la zona se encuentra el arroyo de la Flamenquillas. A 600 metros del vallado de la planta encontramos el río Salado.



*Figura 9.-Portal de Confederación Hidrográfica del Guadalete - Barbate*



### 3.5.2 Áreas protegidas

Los terrenos seleccionados preliminarmente para la instalación del proyecto se han revisado en el visor de SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Identificación de Parcelas Agrícolas) para verificar que no albergan ninguna de las siguientes zonas especiales:

- ZEPA: Zona de Especial Protección para las Aves.
- LIC: Lugar de Importancia Comunitaria.
- ZEC: Zonas Especiales de Conservación.

Estas zonas especiales se agrupan en la capa Red Natura del visor.

La siguiente imagen muestra una captura de pantalla del informe gráfico de SIGPAC para las parcelas preseleccionadas. Podemos observar al norte de la parcela una zona arbolada a 500 metros del vallado de la planta.



*Figura 10.- Imagen de mapa Sigpac*



### 3.5.3 Caminos públicos

Existe un camino público que linda con la zona proyectada de la planta fotovoltaica: camino Moledores (Polígono 36, parcela 9010. Ref. Catas: 11039A036090100000RU).

Se utilizará para dar acceso al parque, pero el proyecto no supone afección alguna sobre este ni sobre área de influencia de carreteras.



### 3.6 FICHA GENERAL DEL PROYECTO

La siguiente tabla presenta de forma resumida los datos generales de la planta fotovoltaica:

**Tabla 3.- Ficha General del Proyecto**

PROYECTO		Mesa Roldán 5	
<b>CONFIGURACIÓN GENERAL</b>			
	Total Potencia Nominal	2,500 MWn	
	Total Potencia Pico	3,360 MWp	
	Ratio Wp/Wn	1,344	
	Total Módulos	6,720 Ud	
	Total Seguidores	240 Ud	
	Total Inversores	1Ud	
	Total Centros Transformación SKID	1Ud	
<b>CARACTERÍSTICAS DE LA LOCALIZACIÓN</b>			
<b>LOCALIZACIÓN</b>		<b>CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO</b>	
	Localización	Vejer de la Frontera	
	País	España	
	Lat / Long	36,1613° / -6,247°	
	Altitud	20 m.s.n.m	
	Superficie catastral	38,51 ha	
	Superficie vallada	9,838 ha	
	Ratio ha/MW	2,93 ha/MW	
<b>DATOS METEOROLÓGICOS</b>		<b>PRODUCCIÓN</b>	
	GHI	1,972 kWh/m <sup>2</sup>	
	Temp	17,65 °C	
	Temp Max/Min	39 / -1 °C	
	Fuente	Meteonorm 7.3	
	YIELD	2,128 kWh/kwp/año	
	Factor de Planta	24,29%	
	Energía Bruta	7,151 GWh/año	
	Energía Neta	7,008 GWh/año	
<b>CONFIGURACIÓN DE EQUIPOS</b>			
<b>MÓDULO FV</b>		<b>SEGUIDOR A UN EJE N-S</b>	
	Fabricante	LONGI SOLAR	
	Modelo	Longi LRS-66HIBD-500M	
	Tecnología	Monocristalina-Bifacial	
	Potencia pico	500 Wp	
	Voltaje Max	1.500 V	
	Fabricante	SOLTEC	
	Modelo	2V x 14	
	Tipo	Horizontal 1Eje	
	Pitch	14,0 m	
	Módulos por Seguidor	28 módulos	
<b>CAJA DE STRING</b>		<b>INVERSOR</b>	
	Entradas	2118	
	Voltaje Max	1.500 V	
	Fusibles	20 A	
	Aislamiento	IP65	
	Intensidad Max	630 A	
	Fabricante	SANTERNO	
	Modelo	SUNWAY TG2700 1500V TE OD	
	Potencia nominal	2500	
	Rango MPPT	904-1500 V	
	Voltaje Max	1.500 V	
<b>CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>		<b>CABLEADO ELÉCTRICO</b>	
	Potencia AC	Trafo: 3.000 kVA	
	Num. inversores	1Ud	
	Num. transform.	1Ud	
	Ratio Transf.	0,64/20 kV	
	Servicio	SKID	
	Cable de String	H12222-K, 10 mm <sup>2</sup> , Cu	
	Cable Agrupaciones DC	AL -XZ1	
	Secciones	2 x 400 mm <sup>2</sup>	
	Cable MT	AL RH521-OL 18/30kV	
	Sección	240 mm <sup>2</sup>	

*\*Los fabricantes mencionados en la tabla son los que se han considerado en la fase de desarrollo del proyecto, pudiéndose modificar en la fase posterior de construcción.*

### 3.7 TABLA DE POTENCIAS

La configuración final de potencia del proyecto se ajusta de la siguiente forma:

**Tabla 4.- Distribución de inversores**

MESA ROLDÁN 5												
Skid	Inversores	Seguidores	Strings	Módulos	Pot Pico	Tipo de Inversor	Potencia nominal	Cuadros 21	Cuadros 18	Total Cuadros	Ratio Wdc/Wac	Total Cuadros
Skid 1	Inversor 1	1	240	6,720	3,360,00 kWp	240,00 kwn	2,500,00 kWn	8	4	12	1,344	12
Total		1	240	6,720	3,360,00 kWp		2,500,00 kWn	8	4	20	1,184	12



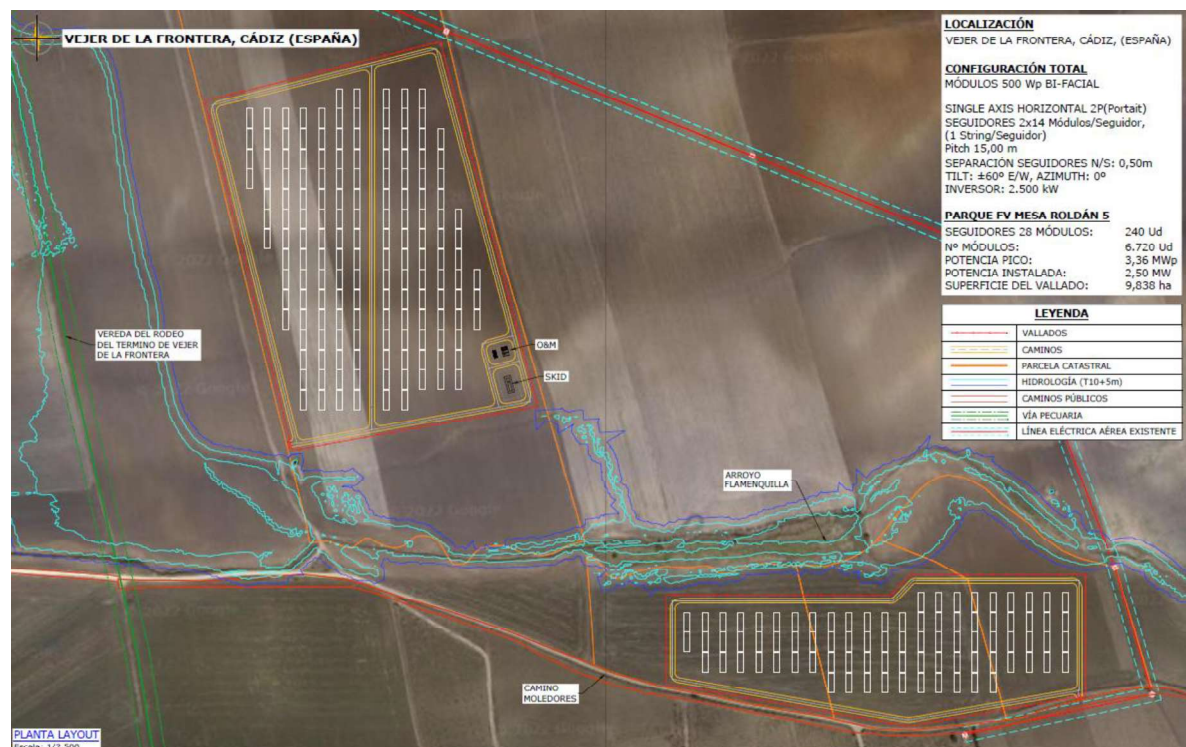
## 3.8 DESCRIPCIONES GENERALES

El proyecto fotovoltaico FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5 consistirá en la construcción, instalación, operación y mantenimiento de una Planta Solar Fotovoltaica con módulos fotovoltaicos de tecnología monocristalina y montados sobre estructura.

El proyecto de 2,5 MWn de potencia con paneles fotovoltaicos sobre estructura móvil tiene las siguientes características principales:

- Potencia instalada: 2,5 MW
- Potencia conectada a red: 2,5 MWn
- Nº de módulos fotovoltaicos: 6.720 Ud
  - Potencia modulo fotovoltaico: 500 Wp
- Nº de Centros de transformación: 1 Ud
  - Potencia del inversor instalado: 1 x 2.500 kVA a 25°
  - Potencia del transformador instalado: 1 x 3.000 kVA
  - Aparata MT en 20 kV
  - Centro con capacidad para 1 Transformador + 1 Inversor: 1 centro

Figura 11.- Layout general Mesa Roldán 5



La energía generada se evacuará desde el centro de transformación del parque fotovoltaico FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5 hasta el centro de seccionamiento ubicado en el norte de la Parcela 5, Polígono 38 (Ref. Catas.: 11039A038000050000RB) para entregar energía en el punto de conexión en el tramo M.T PATRIA ubicado Apoyo A100492 perteneciente a la SET CONIL.



La isla de potencia tendrá capacidad de generar electricidad a nivel de 20 kV en sistema alterno trifásico.

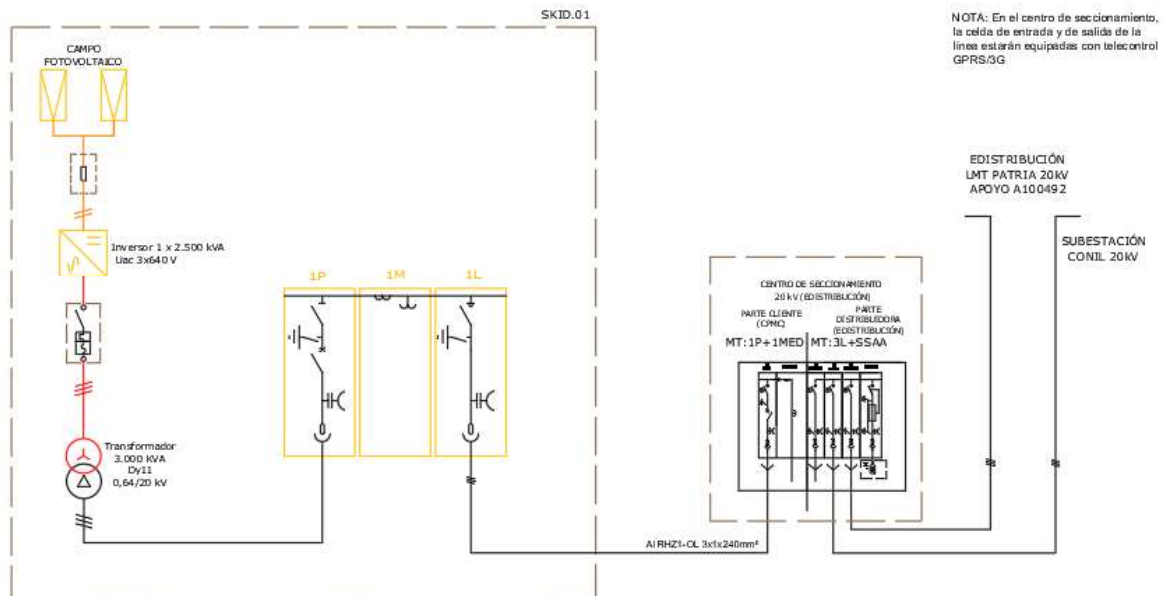
En el proyecto FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5, los módulos fotovoltaicos se asocian en serie, formando "strings" de 28 paneles PV hasta alcanzar la tensión de generación deseada y en paralelo para conseguir las corrientes de operación de fácil manejo.

Mediante el empleo de un inversor fotovoltaico, podemos acondicionar la potencia eléctrica obtenida del campo de módulos fotovoltaicos y disponer de esta energía en un sistema trifásico alterno. Las características del sistema trifásico empleado son:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz  $\pm$  % marcado por normativa
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%, <3%
- Tensión de salida VAC: 640 V  $\pm$  20%

La línea colectora de evacuación en Media Tensión de la planta de generación recogerá la energía generada en 20 kV.

*Figura 12.- Esquema unifilar de MT*





## 4 EQUIPOS PRINCIPALES

### 4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

La primera característica de un panel o módulo fotovoltaico es su potencia pico o potencia nominal, que es la cantidad máxima de potencia que podríamos obtener del panel en condiciones casi perfectas de radiación y temperatura que normalmente no se suelen llegar a dar. Por eso se denomina “pico”, ya que en la práctica es un nivel máximo. La potencia pico vendrá dada por la eficiencia de las células y por el número de ellas, es decir por el tamaño del módulo.

Un parámetro fundamental de los módulos relacionado con la potencia es el margen de variación en la potencia nominal, que suele ser un más menos ( $\pm$ ) que aparece después de la potencia pico, e indica que la potencia pico real del panel, andará en torno a ese margen. Es importante que este parámetro sea muy bajo ya que la dispersión en la potencia nominal de varios módulos produce sensibles pérdidas de potencia, lo que se denominan pérdidas por “mismatch”.

Otro parámetro importante de los paneles es el coeficiente de pérdidas por temperatura, que indican el grado de pérdida de rendimiento del panel según se va calentando. El calor es uno de los principales enemigos en la generación fotovoltaica.

Además, se definen otros parámetros básicos:

- **Corriente de cortocircuito:** es la máxima corriente que puede entregar un dispositivo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura, correspondiendo a tensión nula y por lo tanto a potencia nula.
- **Tensión a circuito abierto:** máxima tensión que puede entregar un dispositivo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura, y en condiciones de corriente nula y por lo tanto potencia nula.
- **Corriente a máxima potencia:** corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como la corriente nominal del dispositivo.
- **Tensión a potencia máxima:** tensión que entrega el dispositivo cuando la potencia alcanza su valor máximo, bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura. Es utilizada como tensión nominal del dispositivo.
- **Tensión máxima del sistema:** es la máxima tensión a la que pueden estar sometidos las células fotovoltaicas que componen el sistema.

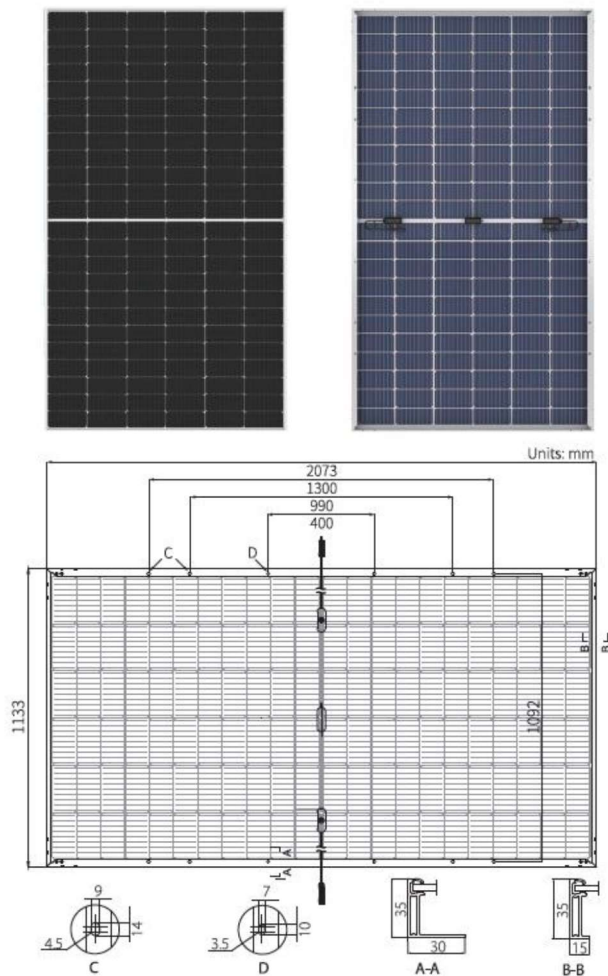
El módulo fotovoltaico monocristalino utilizado para la elaboración de los estudios del presente proyecto de ejecución es el LR5-66HBD-500M, del fabricante Longi solar, pudiéndose modificar más adelante por un módulo similar, durante la fase comercial con los fabricantes.

- Potencia: 500 Wp
- Tensión en el punto  $P_{max}$  ( $V_{MPP}$ ): 38,38 V



- Corriente en punto  $P_{max}$  ( $I_{MPP}$ ): 13,03 A
- Tensión en circuito abierto ( $V_{OC}$ ): 45,45 V
- Corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ): 13,90 A
- Tensión máxima del sistema ( $V_{DC}$ ): 1.500 V
- Eficiencia del módulo ( $\eta$ ): 21,3 %

Figura 13.- Módulo fotovoltaico



Los módulos cuentan con un acrílico superficial que da opacidad a la superficie (superficie antirrefleitora) evitando el encandilamiento a las personas ante posible reflexión de los rayos del sol en la superficie.

## 4.2 ESTRUCTURAS SEGUIDOR

El panel fotovoltaico será instalado sobre estructuras metálicas, principalmente de acero galvanizado. Dichas estructuras se pueden clasificar en dos grandes grupos:



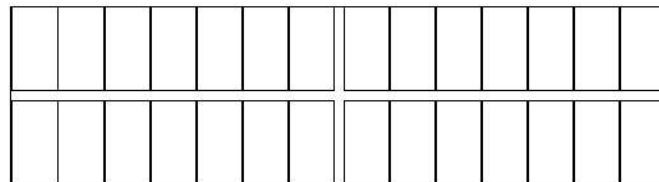
- **Estructuras fijas:** Orientadas hacia el Sur (en el hemisferio norte) con un ángulo de inclinación óptimo para aprovechar las máximas horas solares durante el periodo de un año completo. Este ángulo varía en referencia a la zona geográfica de la instalación. Se emplean principalmente sobre suelo y de forma intensa sobre cubiertas, como ménsulas de aparcamiento, en formación de cubiertas de invernaderos, etc.
- **Seguidores solares:** Estas estructuras son articuladas y controlados por un posicionador georreferenciado que va variando su posición respecto a la dirección de la radiación solar directa para aumentar el número de horas/año de irradiación sobre paneles.

Estas estructuras conjugan varios paneles solares que se mueven al unísono, en dirección este-oeste (E-W) para seguidores a un solo eje, y además en dirección norte-sur (N-S) para seguidores a dos ejes. Están provistos de una transmisión mecánica que permite girar al unísono todos los ejes propios de cada panel a fin de modificar la orientación. Se dispone un motor que a través de una transmisión mecánica mueve el eje.

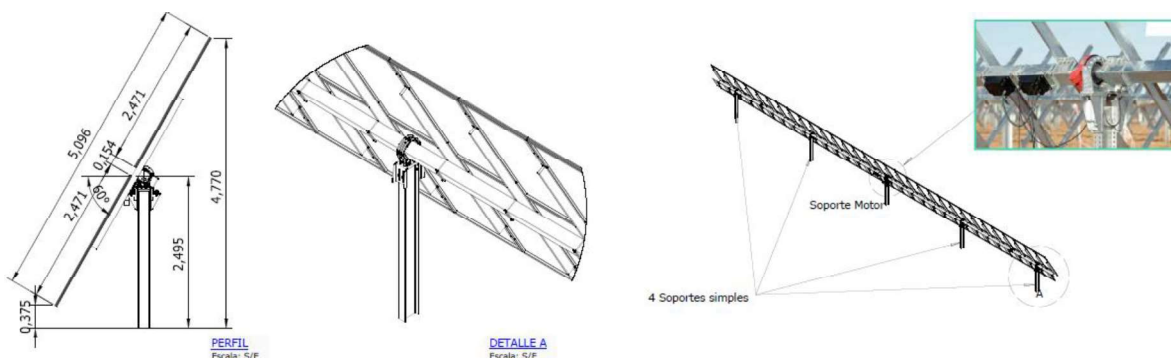
La tipología de seguidor que se instalará es de seguimiento solar a un eje horizontal con implementación de backtracking. Para la elaboración de los estudios del proyecto, se ha considerado el modelo SF7 2Px14 módulos de Soltec, que dispone de 28 módulos en disposición 2V (2 vertical) o similar.

La configuración de cada seguidor consta de un motor que une y mueve solidariamente los 28 módulos. La separación entre los seguidores (pitch) en la instalación será de 15,00 m.

*Figura 14.- Configuración del seguidor horizontal SF7 2Px14 de Soltec*



*Figura 15.- Perfil Seguidor Soltec*



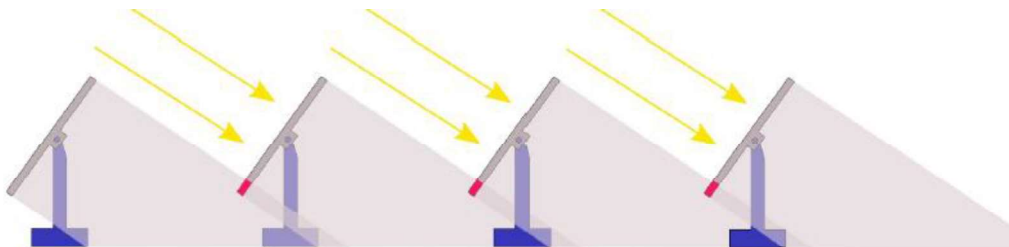
Mecánicamente los seguidores son idénticos, cada uno de ellos están formados por un eje central solidario a los módulos fotovoltaicos movido por una biela accionada por un motor reductor, las principales características del seguidor son:



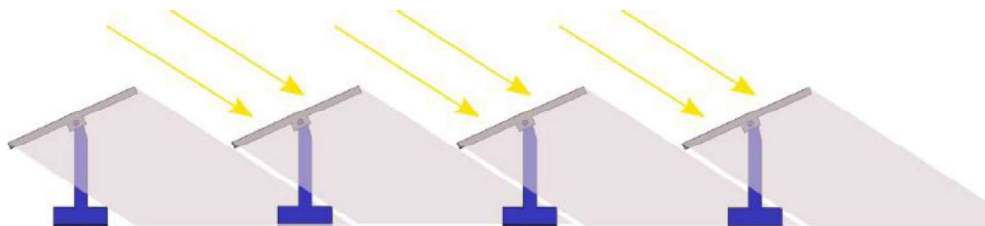
- Perfecta adaptabilidad del sistema tanto a las dimensiones del terreno como a la geometría del panel e instalación eléctrica.
- En cada obra se aporta un estudio energético con la ganancia del seguidor según la ubicación geográfica del mismo. Esta ganancia oscila para este tipo de seguidores entre un 28% y un 38%.
- Debido a la sencillez de sus elementos, se necesitan medios básicos a auxiliares para su montaje, facilitando así su manejo.
- El mantenimiento se reduce a la conservación de los rodamientos y revisión del conjunto motor-actuador lineal, ambos sistemas son extremadamente simples lo que reduce considerablemente las labores de mantenimiento.
- En el supuesto que se averíe el conjunto motor-actuador lineal, responsable del movimiento del seguidor, el sistema puede continuar produciendo electricidad como si fuese un sistema de estructura fija.
- La durabilidad de estos elementos debido al tratamiento de acabado (galvanización en caliente según UNE EN-ISO 1461) tanto de la totalidad de los elementos como del 100% de la tornillería aseguran un excelente comportamiento a la intemperie aún en ambientes agresivos.

El sistema de backtracking evita la proyección de sombras de una fila del seguidor sobre otra, calculando el ángulo óptimo de giro en cada momento para evitar este fenómeno.

*Figura 16.- Seguidor sin backtracking, se produce sombreado*



*Figura 17.- Seguidor con backtracking, no se produce sombreado*



Las investigaciones geotécnicas aún no se han realizado, por lo que la cimentación del seguidor se podrá realizar mediante perfiles hincados en acero directamente sobre el terreno, calculados en base a las pruebas realizadas en terreno, o bien mediante un primer perforado del terreno y una posterior introducción de los perfiles mencionados.



### 4.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación considerado para el proyecto FV FOTOVOLTÁICO MESA ROLDÁN 5 será del tipo en el que todos los equipos se instalan en el exterior. Existirá un Centro de Transformación, que incluirán:

- Envolverte
- Equipo Inversor:  
(1x) 1 x 2.500 kVA
- Transformador de Potencia:  
(1x) 1 x 3.000 kVA (640/20 kV)
- Celdas de Media Tensión
- Cuadros de agrupación CC
- Cuadro auxiliar de BT
- UPS local
- Cuadro de monitorización
- Transformador para servicios auxiliares

Toda la instalación del CT se realizará cumpliendo las indicaciones marcadas por el fabricante.

*Figura 18.- Detalle Centro de Transformación*





### 4.3.1 Inversor

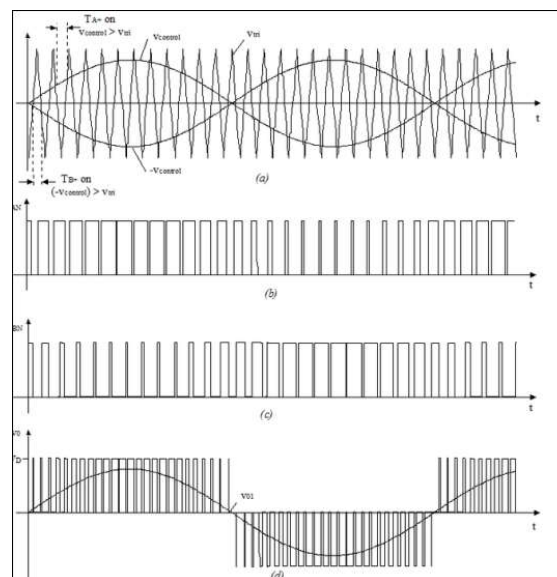
El inversor es el equipo encargado de convertir la corriente continua de la Planta Generadora fotovoltaica en corriente alterna.

Es el corazón del sistema de generación siendo además el equipo que marca la potencia instalada de la planta, es por lo tanto un valor muy importante su potencia nominal o potencia a plena carga.

Su constitución está formada principalmente de electrónica de potencia, actualmente con tecnología IGBT, un controlador para la gestión de las conmutaciones y bobinas de salida.

Su funcionamiento consiste en realizar conmutaciones controladas de componente semiconductores para conseguir una forma de onda cuadrada de ancho variable adaptada a la forma de señal que deseemos a la salida. Esta señal se filtrará para eliminar las componentes armónicas de frecuencia superiores a la red.

*Figura 19.- Modulación por pulso Inversor Solar*



Lo normal en estos equipos es dotarlos de características adicionales aprovechando así los equipos controladores, control del THD, control de factor de potencia, limitaciones, seguimiento de potencia máxima, etc.

Por la importancia de este equipo, se integra un sistema de gestión e incluso un interfaz hombre-máquina para el seguimiento de la generación, control de los parámetros y comunicación.

Los parámetros principales del inversor son:

- **Potencia Nominal:** Es la potencia máxima de funcionamiento del equipo y es este valor el que fija la potencia nominal de la instalación.
- **Potencia Máxima de Entrada:** El valor máximo de potencia de entrada para el correcto funcionamiento del inversor. Este dato se da en Wp debido a que se relaciona



directamente con la potencia máxima que puede proporcionar el campo de generación fotovoltaica.

- **Tensión de entrada al inversor:** Es el rango de tensiones a los que puede trabajar el inversor. Esta tensión suele ser elevada (en BT) estando sus valores comprendidos entre 904V y 1500V.
- **Intensidad máxima:** Son valores de intensidades máximas a la entrada y a la salida del inversor. Estas intensidades son proporcionales a su potencia.
- **Frecuencia de salida:** Frecuencia de la tensión alterna de salida, con márgenes muy pequeños de tolerancias. Hay equipos inversores dotados de sintonizadores PLL capaz de seguir la frecuencia de trabajo de la red dentro de rangos relativamente amplios, con variaciones de dicho rango en torno a 20 Hz.
- **Distorsión Armónica:** Distorsión de la onda de salida del inversor en media ponderada de relaciones de orden de armónico respecto a la frecuencia nominal o de salida. Este parámetro se determinará por el THD%.

Los equipos inversores actuales en el mercado ofrecen, de forma opcional o de serie según fabricante, características adicionales para integración óptima a la red de generación como protecciones de entrada en CC y de salida en CA, automatización de desconexión de la red por subtensiones, sobretensiones y defectos en frecuencia y fallos de producción, reenganche automático.

Por lo general, son una solución integrada para la conexión a la red además de equipo puramente inversor.

El inversor utilizado será el modelo de SUNWAY TG 2700 1500V TE - 640 OD de Santerno o similar.

## Datos del inversor:

### DC Inputs

- |                             |            |
|-----------------------------|------------|
| • Rango de Tensión MPPT:    | 904-1500 V |
| • Tensión máxima entrada:   | 1.500 V    |
| • Corriente entrada máxima: | 4.500 A    |

### AC Outputs

- |                                      |                    |
|--------------------------------------|--------------------|
| • Potencia activa de CA:             | 2.500 kVA, a 25°C, |
| • Corriente salida máxima:           | 2.700 A            |
| • Factor de distorsión máxima (THD): | <3%                |
| • Tensión de salida VAC:             | 640 V ± 10%        |
| • Nº de fases:                       | 3 (L1, L2, L3, PE) |
| • Frecuencia de red de CA/rango:     | 50Hz - 60 Hz       |

### Datos Generales

- |                       |                        |
|-----------------------|------------------------|
| • Rendimiento máximo: | 98,7%                  |
| • Dimensiones:        | 4.624/ 2.470 /1.025 mm |



- Peso: 4.400 kg
- Grado de Protección: IP54
- Sistema de refrigeración: Ventilación forzada con control
- Flujo de aire: 8.475 m<sup>3</sup>/h
- Nivel de ruido: < 78 dBA
- Temperatura de operación: -25°C + 62°C
- Humedad sin condensación: 0/ 95%
- Altura sobre el nivel del mar: 4.000 m

Figura 20.- Inversor Solar SUNWAY TG 2700 1500V TE - 640 OD



El inversor utilizado es 2.993 kVA, aunque para nuestro caso estará limitado por el fabricante a una potencia activa de 2.500 kVA.

### 4.3.2 Transformador de Potencia

El transformador elevador de potencia es el equipo estático encargado de adaptar la energía eléctrica de salida de los equipos inversores a los niveles de tensión de la red a la que nos conectamos.

Constructivamente son dos devanados arrollados en un núcleo común teniendo como relación de espiras la relación de transformación. El encapsulado puede realizarse en el interior de cuba de aceite dieléctrico, encapsulado en siliconas u otras tecnologías de encapsulado en seco.

Sus características principales son:

- **Tensión primario:** La tensión de conexión de los equipos inversores. En el caso de la instalación que nos ocupa esta tensión es 3x640Vac.
- **Tensión secundario:** La tensión de conexión a la red. Será este valor de 3x20kV.
- **Potencia nominal:** Es la potencia máxima normal de trabajo que puede transformar de un nivel de tensión a otro. Esta potencia será igual o ligeramente superior a la potencia nominal de los inversores.
- **Grupo de Conexión:** Es la forma en la que están dispuestas las conexiones del lado primario respecto al secundario y nos indica si se conecta neutro, así como la relación de desfase horario entre tensiones transformadas.



- En el caso de que la técnica exija otro régimen de funcionamiento del neutro, se deberá justificar y documentar las prescripciones impuestas desde los reglamentos de aplicación, en especial REBT y RCE.
- **Pérdidas en vacío:** Es la potencia consumida por el transformador por el simple hecho de estar conectado a la red. Su valor es prácticamente constante en el rango de funcionamiento de potencias. Estas pérdidas son utilizadas por la máquina para magnetizar el núcleo y las pequeñas pérdidas de corrientes parásitas por el mismo.
- **Tensión de Cortocircuito:** Este valor está referido al % de la tensión de entrada que se debe aplicar al transformador para tener la corriente nominal en el secundario cortocircuitado. Por tal definición, es inmediato que este valor representa a la impedancia propia del transformador y es un parámetro que nos sirve para: Conocer el límite de la potencia transmitida en un cortocircuito y para cálculo de pérdidas en función del nivel de carga de la máquina.

El transformador de potencia empleado será trifásico de 1 x 3.000 kVA de 20 kV.

Sus principales características son:

- Potencia Nominal: 1 x 3.000 kVA
- Aislamiento: Encapsulado en aceite.
- Grupo de Conexión: Dy11
- Tensión de primario: 3x640V
- Tensión secundario: 3x20kV  $\pm$  2,5%

### 4.3.3 Integración

El Centro de transformación estará completamente integrado e interconectado interiormente para el correcto funcionamiento de todos los equipos instalados. Dispondrá de:

- Separación física entre BT, MT
- Iluminación interior
- Iluminación de emergencias
- Sistema protección por temperatura de transformador
- Ventilación forzada para los distintos habitáculos (BT, MT)
- Cuadro de SSAA Auxiliares
- Transformador de SSAA: 6 kVA 400/800 kV Dyn11 (CT de 1 inversor)
- Cuadro General de Protección de Baja Tensión entre inversor y transformador
- Herrajes
- Tierras interiores

### 4.3.4 Celdas de Media Tensión del CT

Las celdas de Media Tensión empleadas en el proyecto serán del tipo modulares aisladas en SF<sub>6</sub>, sumando en cada CT una (1) celda de línea, una (1) celda de medida y una (1) de protección con interruptor automático para el transformador.

El conjunto compacto empleado tendrá las siguientes características principales:



- Tensión asignada Ur: 24 kV
- Frecuencia asignada fr: 50 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 125 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 50 kV
- Corriente nominal barras: 400/630 A
- Corriente admisible corta duración 1seg: 16/20 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 40/50 kA

Figura 21.- Celdas modulares de MT



## 4.4 SERVICIOS AUXILIARES

Los Servicios Auxiliares del Centro de Transformación alimentarán todas las cargas necesarias para el correcto funcionamiento del equipamiento del edificio, inversores, monitorización, etc.

## 4.5 CUADRO DE COMUNICACIONES

El Centro de Transformación tendrán un panel de comunicaciones que incluirá al menos el siguiente equipamiento:

- Datalogger que permita la comunicación del invertir con el sistema SCADA
- UPS
- Switch Ethernet
- Convertidores a Fibra Óptica

El panel de Comunicaciones será suministrado por el suministrador del Sistema SCADA.



## 5 INSTALACION ELÉCTRICA

Este tipo de instalación se regirá principalmente por REBT y RCE y sus UNE correspondiente y especialmente por la ITC-BT-040 Instalaciones Generadoras de BT.

### 5.1 INSTALACIÓN DE BT EN CC

Definiremos instalación en Corriente Continua en Baja Tensión como todo el sistema que conecta desde la formación de los strings e interconexión de placas hasta la entrada al equipo inversor.

#### 5.1.1 Formación de los Strings

Se agruparán 28 paneles fotovoltaicos en serie para formar los strings. Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según las siguientes consignas:

- Terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del módulo siguiente en el orden de conexión.
- Se emplearán los terminales de conexión dispuestos por el fabricante de los módulos y no se manipularán, cortarán ni empalmarán. Si fuera necesario una adaptación por no poder cubrir longitudes, se consultará a la Dirección Facultativa.

Las características de los string así formado serán:

- |                                       |           |
|---------------------------------------|-----------|
| • Potencia Módulo                     | 500 Wp    |
| • Potencia, Pmax:                     | 14.000 Wp |
| • Intensidad a potencia máxima, Impp: | 13,03 A   |
| • Tensión a potencia máxima, Vmpp:    | 1.075 V   |
| • Intensidad de cortocircuito, Icc:   | 13,90 A   |
| • Tensión a circuito abierto, Voc:    | 1.275 V   |

#### 5.1.2 Conductor BT CC

Para el dimensionamiento de los conductores se han aplicado los siguientes criterios:

- Tensiones de operación 1.500 Vcc
- Máxima caída de tensión (cdt) acumulada hasta entrada a Inversores <2%
- Intensidades Máximas de Cálculos maximizada un 25%

El conductor empleado para la formación de los strings será el siguiente:

- |                 |  |
|-----------------|--|
| • Denominación: | H1Z2Z2-K                                   |
| • Sección:      | 10 mm <sup>2</sup>                         |
| • Conductor:    | Cobre Estañado                             |
| • Aislamiento:  | Elastómero termoestable libre de halógenos |



- Cubierta exterior: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Intensidad máxima: 82 A (Al aire a 40°C)
- Resistencia a la intemperie
- Temperatura ambiente de trabajo: desde -40°C hasta +90°C
- Temperatura máxima del conductor: 120°C durante 20.000 horas

\*Intensidad máxima admisible a 60°C de temperatura ambiente y temperatura del conductor 120 °C

La conexión de los módulos para formar el string y las prolongaciones hasta la conexión correspondiente se realizarán mediante conectores Multi Contact MC4 o similar, con las siguientes características:

- Corriente nominal: hasta 30 A
- Tensión máxima: 1.500 V
- Grado de protección: IP67
- Sistema de bloqueo: "snap-in"
- Rango de temperatura: -40°C hasta +90°C

*Figura 22.- Conectores Multi-Contact MC4 tipo*



### 5.1.3 Conexión al inversor

Los strings se conectarán en paralelo al inversor y se protegerán contra sobrecorrientes con fusibles de 20 A de fundido rápido para corriente continua, en sendos polos positivo y negativo de cada circuito de entrada.

La línea de entrada al inversor dispondrá de un seccionador DC de apertura en carga motorizado para desacoplar el generador fotovoltaico del inversor.

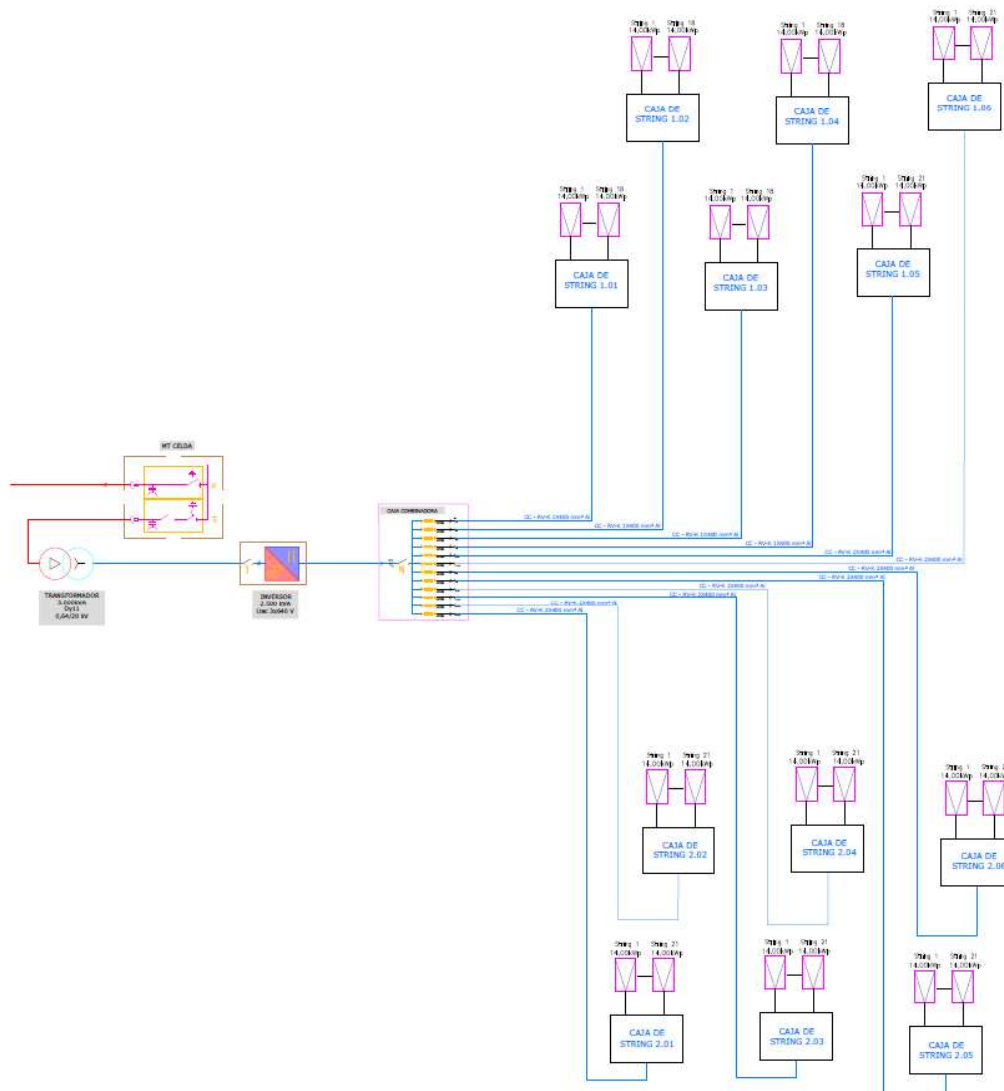
El tendido se hará a lo largo de las estructuras solares, amarrados mediante abrazaderas resistentes a UV. Para la interconexión entre los tramos de estructura, se canalizarán bajo zanja normalizada y protegidos mediante tubo PE.

*Tabla 5.- Conexión de los strings a los inversores*

Skid	Inversores	Seguidores	Strings	Módulos	Pot. Pico	MESA ROLDÁN 3		Cuadros 21	Cuadros 18	Total Cuadros	Ratio Wdc/Wac	Total Cuadros
						Tipo de inversor	Potencia nominal					
Skid 1	Inversor 1	1	240	6.720	3.360,00 kWp	240,00 kWh	2.500,00 kWh	8	4	12	1,344	12
Total		1	240	6.720	3.360,00 kWp		2.500,00 kWh	8	4	20	1,184	12



*Figura 23.- Agrupación en la caja de strings e inversor*



Siendo un total de 12 Cajas de primer nivel:

- 8 cajas de 21 Strings
- 4 cajas de 18 Strings

En términos prácticos, se comprarán todas las cajas iguales, de 24 strings, para facilitar la distribución en campo.

Estas entradas de strings serán equipadas cada una de ellas con protección por fusible. Se instalará además una protección contra sobretensiones y un seccionador de corte en carga para corriente continua (CC) de intensidad nominal suficiente para seccionar todos los circuitos de strings que agrupa la Caja.

Se justificará su dimensionado en el apartado de Memoria de Cálculos.



Se conectarán teniendo en cuenta la polaridad de sus terminales según la siguiente consigna:

- Terminal positivo a la borna de la caja identificada como polo positivo.
- Terminal negativo a la borna de la caja identificada como polo negativo.

Se emplearán los terminales de conexión o punteras, no admitiéndose el hilo retorcido para su inserción en el bornero.

Las principales características de las cajas de strings son:

- Aislamiento: IP 65
- Tensión de aislamiento: 1.500 V
- Entradas: 21/18
- Fusibles: 25 A gPV 1.500 V
- Descargador de sobretensión: Clase 2

La instalación del cuadro de agrupación primaria se realizará mediante abrazaderas tipo abarcón como sujeción a un pilar independiente de la estructura.

*Figura 24.-Caja de string de 18 Ud*

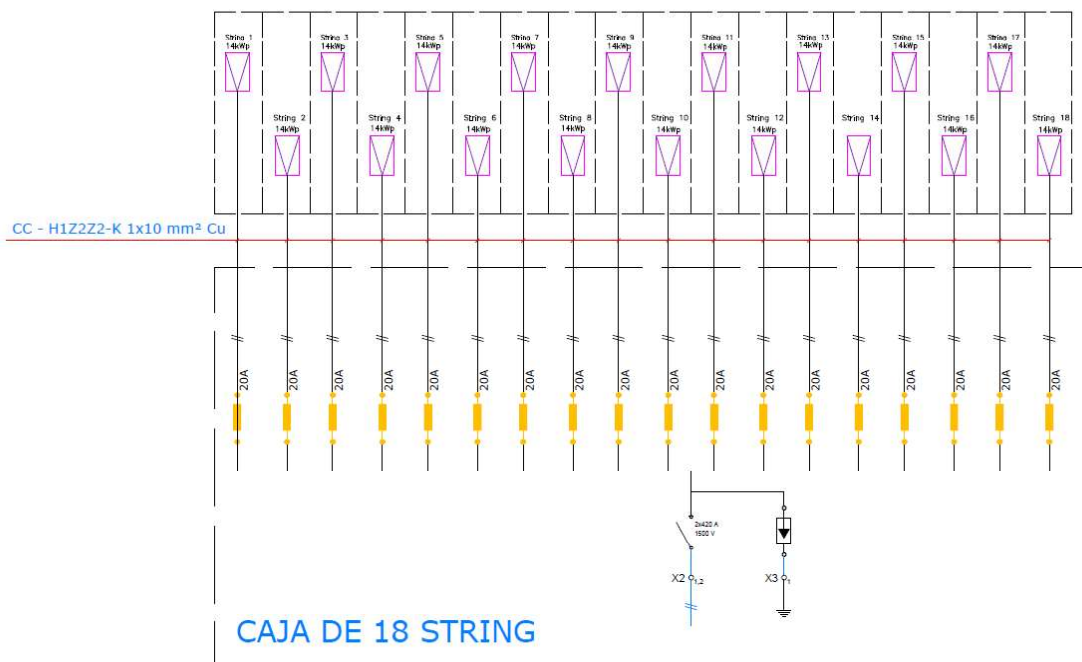
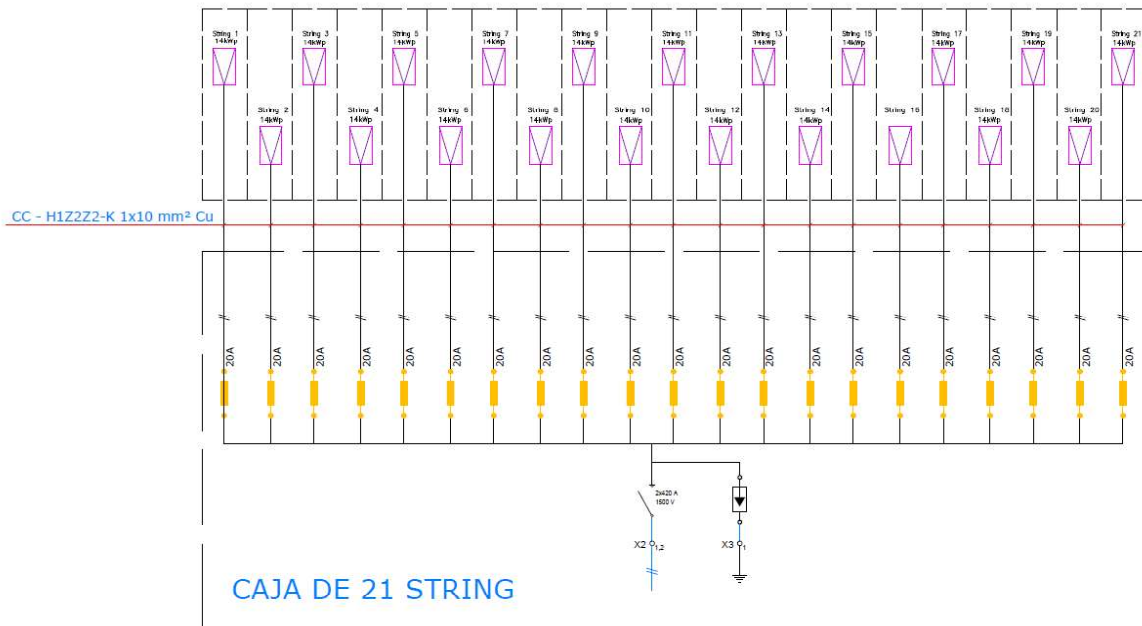




Figura 25.- Caja de string de 21 Ud



#### 5.1.4 Caja agrupación inversor

Una vez agrupados los strings en paralelo en las cajas de agrupación primaria, hay que transportar la energía eléctrica hasta los Inversores.

Esta agrupación se realiza en paralelo y se protegen contra sobrecorrientes con fusibles de fundido rápido para corriente continua, en sendos polos positivo y negativo de cada circuito de entrada.

La salida, si la suma de todas las intensidades de las protecciones de entradas es inferior a la corriente máxima del circuito de salida, se dispondrá de un interruptor-seccionador. En otro caso, la salida se protegerá mediante seccionadores fusible de corte en carga.

El tendido se hará directamente soterrado según REBT, siguiendo la norma de la instrucción ITC-BT-07.

Se ejecutará arqueta de pasos y/o derivación como máximo cada 40m de recorrido. Se sellarán todas las bocas de los tubos con espuma de poliuretano.

Cada inversor posee un Cuadro de Agrupación en Baja Tensión internamente, donde se agruparán los 12 circuitos provenientes de las diferentes cajas de strings.

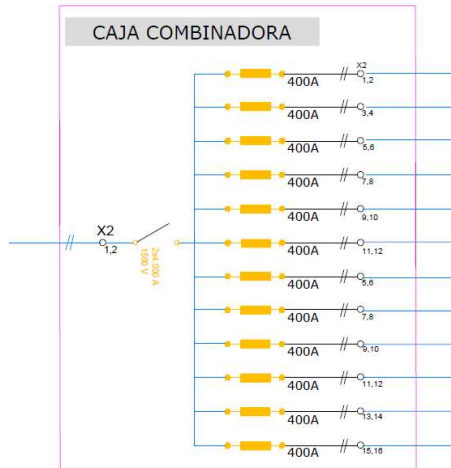
Los Cuadros de Agrupación en Baja Tensión tendrán las siguientes características:

- Aislamiento: IP54
- Tensión aislamiento: 1.500 V
- Embarrado independiente para cada uno de los circuitos entrantes
- Seccionadores-fusibles: 400 A
- 12 entradas para circuitos de CC



- Tablero de material autoextinguible y libre de halógenos

*Figura 26.- Cuadro agrupación CC inversor*



## 5.2 INSTALACIÓN DE BT EN CC

Definiremos instalación en Corriente Continua en Baja Tensión como todo el sistema que conecta desde la formación de los strings e interconexión de placas hasta la entrada al equipo inversor.

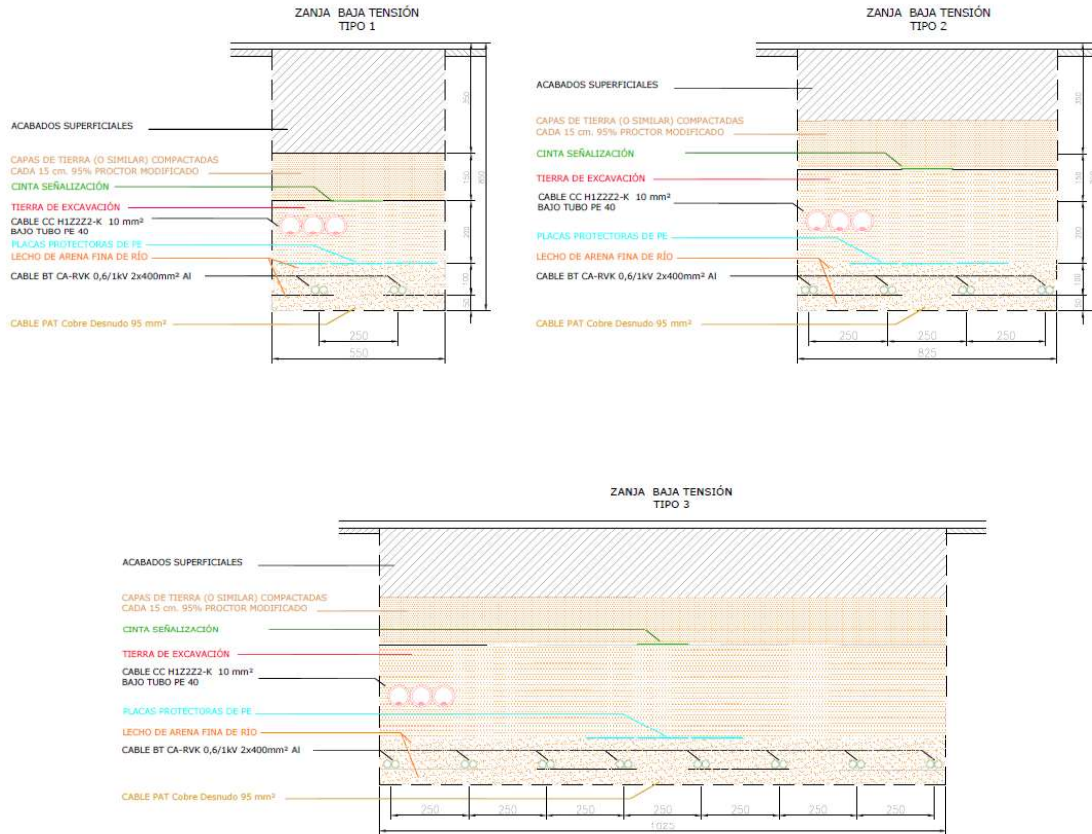
### 5.2.1 Conductor BT CC

La conexión de los inversores con los transformadores de potencia se realizará mediante conductores de las siguientes características:

- |                      |   |
|----------------------|---|
| • Denominación:      | RV-K  |
| • Sección:           | 400 mm <sup>2</sup>                           |
| • Conductor:         | Aluminio semirrígido, clase 2                 |
| • Aislamiento:       | Polietileno reticulado (XLPE)                 |
| • Cubierta exterior: | Policloruro de vinilo acrílico (PVC Flexible) |
| • Voltaje:           | 0,8/1,5 kV CC - 0,6 / 1 kV CA                 |
| • Instalación        | Unipolar                                      |



**Figura 27.- Secciones zanjas BT**



### 5.2.2 Dispositivo de maniobra y protección AC Inversor

Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada al transformador en el lado de BT.

Sus principales características son:

- Tensión nominal: 640 V
- Intensidad nominal: 2.700 A
- Interruptor magnetotérmico

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA se verificará que existe protección mediante Interruptor Automático para CC con funciones de protección de sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones, fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.

El inversor dispondrá de las siguientes protecciones:

- Dispositivo de desconexión del lado CC



- Protección contra funcionamiento en isla
- Protección contra sobreintensidad de CA
- Protección contra polaridad inversa de CC
- Monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos
- Protección contra sobretensiones de CC
- Protección contra sobretensiones de CA
- Detección de aislamiento de CC
- Unidad de monitorización de la intensidad residual

### 5.3 INSTALACIÓN DE BT PARA SSAA EN CA

Los servicios auxiliares de la instalación de la planta se considerarán como instalación interior, observándose para ello lo dispuesto en RD842/2002, instrucciones técnicas complementarias y Normas particulares de la empresa Suministradora para la configuración de los puntos de medidas.

La instalación de intemperie se ejecutará soterrada. La entrada en cuadro de reparto se realizará con prensaestopas. Se instalará según instrucción ITC-BT-07 y se tratará como redes de distribución enterradas. Los cuadros de intemperie tendrán IP54.

La instalación en el interior de edificios se ejecutará bajo tubo rígido de PVC, o empotrado en obra, según prescripciones ITC-BT-19. En zonas húmedas/mojadas de interior se ejecutará en canalizaciones y cajas estancas IP54.

Se dotarán las instalaciones de protecciones de sobre-subtensiones, sobreintensidad, contactos directos e indirectos según RD842/2002 y normas UNE de aplicación.

En el interior del Centro de Transformación se instalará un transformador de SSAA para abastecer los SSAA necesarios:

- Potencia Nominal: 6 kVA
- Aislamiento: Encapsulado seco
- Tensión de cortocircuito: 3%
- Grupo de Conexión: Dyn11
- Tensión de primario: 3x640 V
- Tensión secundario: 3x400 V  $\pm$  2,5%

#### 5.3.1 C.G.B.T Cuadro general de baja tensión.

Se instalará un primer cuadro de reparto a la salida del transformador de SSAA con salidas trifásicas protegidas con un interruptor automático extraíble. Los Cuadros de Baja Tensión para protección y mando de la instalación se distribuirán por la planta centralizando los circuitos por las diferentes zonas de consumo.

Siempre se situarán fuera de la manipulación de personal no autorizado, o se impedirá su apertura por medios mecánicos.



En su interior se montará la aparamenta necesaria y suficiente para dotar del nivel de seguridad admisible a la instalación, cumplir ITC-BT17, 22, 23 y 24.

De él partirán los circuitos principales de la instalación que alimentarán todos los receptores.

El cuadro de Baja Tensión de SSAA en el centro de Transformación alimentará y protegerán los siguientes circuitos:

- Ventilación forzada CT
- Servicios propios CT
- Alumbrado CT
- Comunicaciones
- Seguridad
- Reservas

En cada Cuadro se instala Interruptor Automático de Corte Omnipolar con protección de sobrecarga, cortocircuito y sobretensiones.

Se procederá a proteger todos los circuitos de forma particular.

Se instalan doce salidas de circuitos diferentes a los que se dotan de protecciones contra sobreintensidades según sección de cables y contra contactos indirectos por dispositivo de corriente diferencial residual según necesidades de 300mA/30mA de sensibilidad, todas con poder de corte de 6 kA.

El alumbrado de servicio está compuesto de aparatos de bajo consumo de balasto compensado y cumplirán las especificaciones de UNE-EN60598, UNE-12464.1 y RD-838/2002.

La instalación de alumbrado se comprueba y se adapta para dar cumplimiento a ITC-BT-44. No se tienen en cuenta las normas CTE-SUA4 y CTE-HE3 sobre eficiencia energética debido a que se trata de una edificación fuera del ámbito de aplicación del CTE.

Las luminarias con aislamiento inferior a la Clase II se conectarán al conductor de protección del circuito de alimentación de todas sus partes metálicas por medio de fijación permanente (borna de conexión, tornillo de conexión).

Los circuitos se mandarán inexcusablemente desde los elementos diseñados en la instalación a este fin, interruptores, conmutadores, relojes crepusculares, temporizadores, relojes, pero no se mandará el cierre y apertura de los circuitos de alumbrado por accionamiento del interruptor de protección magnetotérmico de dicho circuito.

El local se dotará de un sistema de Alumbrado de Emergencia, concretamente, Alumbrado de Seguridad, compuesto por aparatos autónomos, distribuidos éstos tal y como se puede apreciar en el plano de Luminarias de Emergencias. Se localizarán las luminarias en la salida de cada habitáculo y en los recorridos de evacuación de los espacios públicos y de servicio del edificio.



El alumbrado de evacuación (antes llamado de señalización), proporcionará 1 lux en el suelo, en el eje de los pasos principales. Permitirá identificar los puntos de los servicios contra incendios y cuadros de distribución (5 lux).

El alumbrado de ambiente o antipánico (antes llamado de emergencia) proporcionará 0,5 lux en todo el espacio hasta una altura de 1 m.

## 5.4 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

El esquema de tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CC (Tierra flotante)
- Esquema TT para instalación de CA de SSAA.

Para la instalación de CA se deberá verificar la siguiente condición:

$$R_A \times I_a \leq U$$

$R_A$	Suma de las resistencias de toma de tierra y de los conductores de protección
$I_a$	Corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección
$U$	Tensión de contacto convencional (50V locales secos, 24 V locales húmedos)

En caso de la resistencia  $R_A$  sea demasiado elevada se efectuará un tratamiento del terreno por alguno de los métodos utilizados en la práctica en el lugar donde se haya ejecutado la instalación. En caso de realizar esta actuación se comunicaría a la ingeniería que realiza la instalación común del edificio para tomar medidas correctoras que se estime necesario.

Se conectarán a tierra todas las masas susceptibles a ponerse en tensión en la instalación, incluida canalizaciones metálicas y red equipotencial de masas.

Según marca la norma ITC-BT 18, todas las instalaciones deben conectarse a una red de tierra.

De acuerdo con la normativa particular de la compañía suministradora, se procederá a una instalación del tipo TT, realizando una puesta a tierra independiente para el neutro del transformador y otra para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica. Se usará un sistema de picas de acero galvanizado con superficie de cobre electrolítico de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud hincadas.

Para la puesta a tierra de la planta fotovoltaica, se aprovechará la apertura de las canalizaciones subterráneas para tender un anillo de cobre desnudo de  $1 \times 95 \text{ mm}^2$ , donde conectarán todas las picas de tierra. El sistema de tierras de BT se ejecutará así a profundidades más elevadas.

Desde este anillo se dará tierra a todas las partes metálicas de la instalación que sean susceptibles a estar en tensión (de Baja Tensión). Asimismo, se dará tierra a las estructuras portantes.



Para la puesta a tierra del neutro de los centros de transformación, éstas picas se conectarán a una toma de tierra en la caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1 kV RV-K de 16 mm<sup>2</sup> de sección bajo tubo de 32 mm de diámetro.

En cada posición de cuadro de SSAA (CBT) se conectará una pica y se dará toma mediante soldadura aluminotérmica al anillo y/o mediante brida de conexión y conductor RV-K 0,6/1kV 1x16mm<sup>2</sup> Cu para dar tierra al cuadro.

Todos los circuitos de salida de los CBT se repartirán con su correspondiente cable de tierra con sección igual a la de los conductores activos.

## 5.5 CARACTERÍSTICA DE LA OBRA CIVIL DE LOS TRAMO SUBTERRÁNEO

### 5.5.1 Zanja

Las zanjas tendrán unas dimensiones de 0,5 m o 0,8 m de anchura y 0,7 o 1,2 m de profundidad en el caso de BT, y en el fondo de esta, se colocarán los conductores de los dos circuitos en formación de tresbolillo.

En el caso de superficies no pavimentadas, la reposición será a las condiciones iguales a las existentes antes del inicio de los trabajos anteriores a realizar la obra.

## 5.6 INSTALACIÓN DE MT

Definiremos el circuito de interconexión en Mt como el circuito eléctrico en Media Tensión desde la salida del skid hasta la cabina de media tensión ubicada en el centro de seccionamiento. Por lo tanto, este circuito transporta toda la energía del parque en nivel de Media Tensión de 20 kV.

El circuito de media tensión procedente del skid discurrirá por canalización subterránea enterrado directamente hasta el centro de seccionamiento.

### 5.6.1 Conductor de interconexión MT

La evacuación de la energía generada por la instalación fotovoltaica se realizará a través de una línea subterránea en MT a 20 kV.

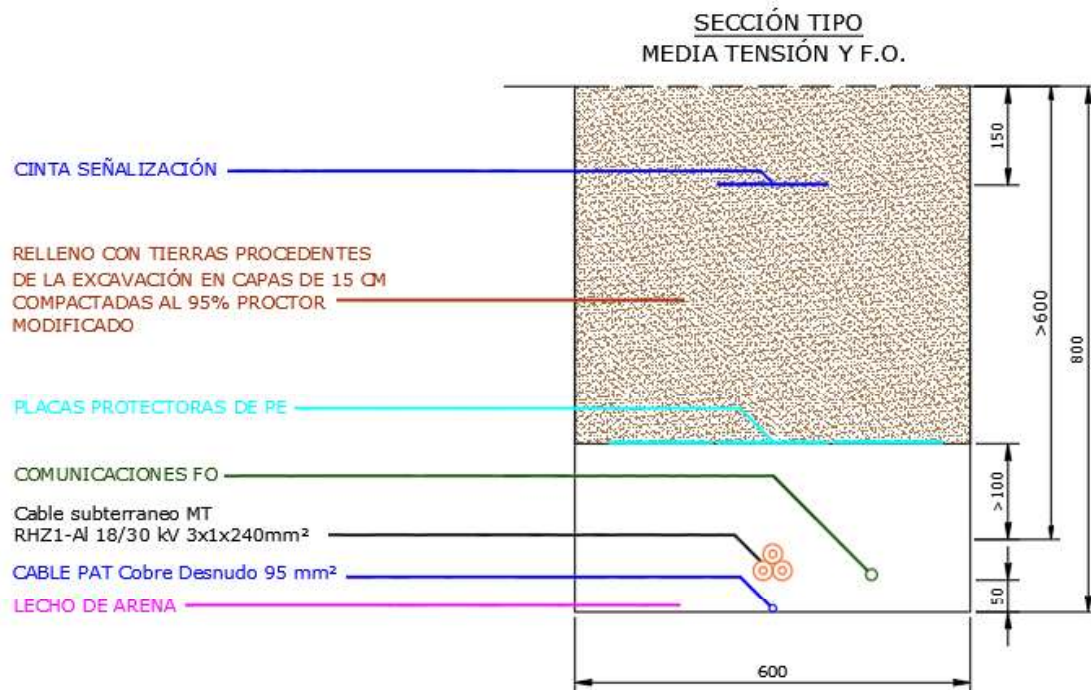
El conductor tipo empleado en el circuito de MT tendrá las siguientes características:

- Denominación: AL RH5Z1
- Conductor: Aluminio semirrígido, clase 2
- Aislamiento: Propileno reticulado (XLPE)
- Pantalla: Cinta longitudinal de aluminio termo soldada
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica DMZ1
- Tensión: 12/20 (24) kV



Los circuitos de media tensión irán directamente enterrados durante todo el recorrido.

*Figura 28.- Sección tipo de zanja de media tensión para cable directamente enterrado*



## 5.6.2 Protección y medida

### Protección Instalación Generadora

- Sobretensión (59)
- Sobretensión homopolar(59N)
- Protección frecuencia máxima y mínima (81m-M)
- Subtensión (27)
- Perdida alimentación auxiliar (27cc)

### Protección Transformador

- Dispositivos de protección térmica (49, 26)
- Indicador de nivel de aceite (63)
- Nivel de aceite (71)

### Protección de Línea

- Sobreintensidad (50/51)
- Sobreintensidad homopolar (50N/51N)

### Protección de SSAA

- Sobrecorriente de tiempo inverso (50) mediante fusible
- Dispositivos de protección térmica (49, 26)



### 5.6.3 Circuito de evacuación

Definiremos el circuito de evacuación en MT como el circuito eléctrico en Media Tensión desde el centro de seccionamiento hasta el punto de conexión. Por lo tanto, este circuito transporta toda la energía evacuada del parque en nivel de Media Tensión de 20 kV.

Para obtener más detalle de la línea de evacuación en media tensión, ver apartado 9 INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN.

### 5.6.4 Sistema de telecomunicaciones

Se dotará a la instalación de un sistema de telecomunicaciones que permita un telecontrol de la planta por medio del cableado de fibra óptica que discurre por zanja.

Éste se encargará de recabar todas las señales, alarmas y medidas de la instalación y de transmitir las a los centros remotos de operación.

Además, se utilizará fibra óptica para comunicar los extremos de la línea con el fin de que las protecciones diferenciales instaladas en esta puedan operar correctamente.



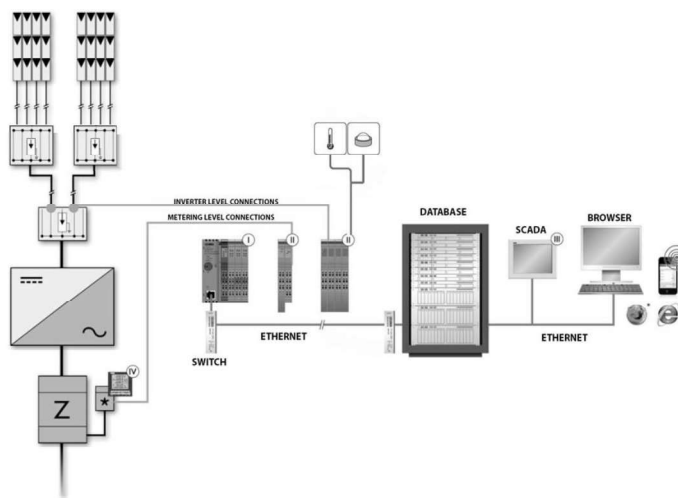
## 6 MONITORIZACIÓN

### 6.1 TIPOLOGÍA

La red de comunicaciones está compuesta por los siguientes elementos:

- Servicios de producción (SCADA)
- Video Vigilancia
- Servicios auxiliares
- Acceso remoto

*Figura 29.- Monitorización tipo en una planta solar*



Desde el inversor mediante fibra óptica, que se canalizarán en las zanjas de baja tensión bajo tubo de doble pared de 40mm.

Debido a la naturaleza dieléctrica del conjunto estructural del cable de fibra óptica utilizado, no se requiere distancia de seguridad en los trazados paralelos con cableados eléctricos.

### 6.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En el centro de transformación se localizan los sistemas de control de las comunicaciones que realiza la adquisición de datos de los inversores. La comunicación entre el centro de transformación realizará mediante conductor de Fibra.



## 7 SEGURIDAD

El sistema de seguridad dispondrá de las tecnologías de vigilancia y detección necesarias para garantizar la seguridad del parque fotovoltaico.

El sistema contará con baterías o SAI que proporciona un periodo de al menos 3 horas de funcionamiento ininterrumpido en caso de fallo de alimentación de corriente.

El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Sistema de detección video vigilancia
- Sistema de supervisión
- Sistema de Integración

### 7.1 SISTEMA DE CCTV

El sistema contará con:

- Cámaras fijas IR para aporte térmico del perímetro de la planta. Encargado de la definición de eventos de alarma en zona de visión.
- Cámara Tipo Domo. Complementario al térmico, para visualización de eventos en tiempo real de la instalación
- Grabadores Digital para almacenamiento de imágenes durante un tiempo determinado

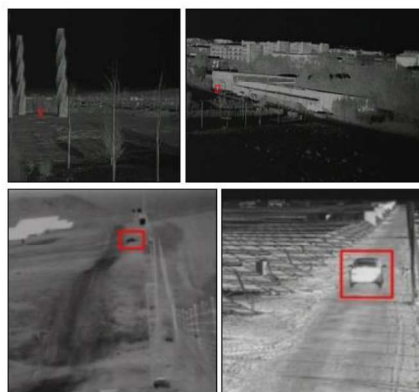
El número y disposición de cámaras se determinará en función de la morfología y tipo de sistema de seguridad del proponente del sistema.

Las comunicaciones e integración de sistema se realizarán mediante zanja perimetral junto al vallado por donde se canalizarán los circuitos de alimentación y comunicaciones del sistema.

### 7.2 SISTEMA DE SEGURIDAD

El sistema de seguridad está basado en la solución de cámaras térmicas con análisis de video.

*Figura 30.- Ejemplo de captura de vídeo*



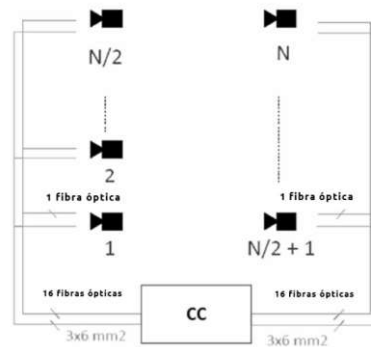


Las cámaras se sitúan en postes a una altura de 3 metros. Se instalarán a su vez luces de disuasión.

Cada cámara se instalará en un bastón que tendrá un panel de control al aire libre, donde se colocarán los elementos eléctricos y de comunicación necesarios para la alimentación de las cámaras y la derivación del tendido de fibra óptica correspondiente.

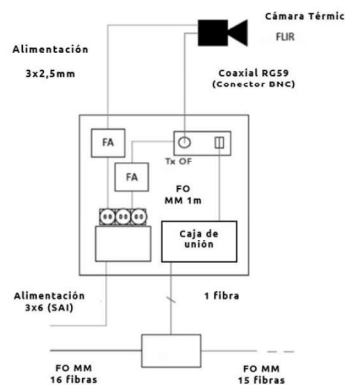
Dos cables de fibra óptica serán instalados de manera independiente para la comunicación de las cámaras.

*Figura 31.- Conexión general*



El esquema de la arquitectura de conexiones de cada cámara está representado en la siguiente figura:

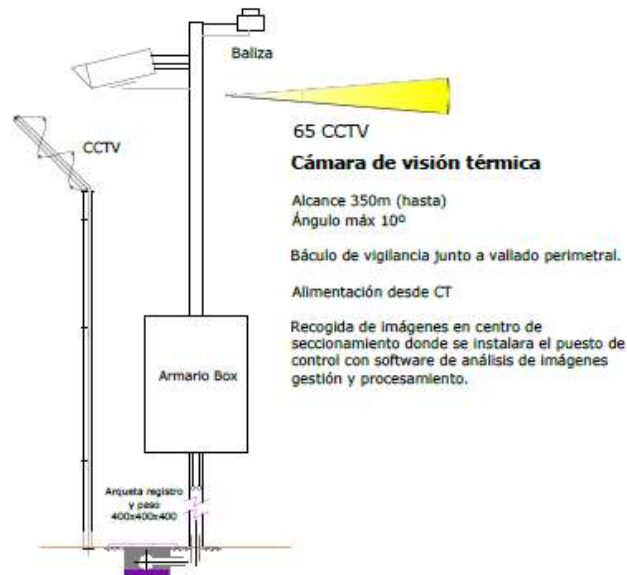
*Figura 32.- Arquitectura de conexión*



Las especificaciones de las cámaras serán las siguientes:



*Figura 33.- Especificaciones de las cámaras*



### 7.3 VISUALIZACIÓN

El conjunto de imágenes recogidas por las cámaras será gestionado de forma global desde un grabador NVR (Network Video Recorder).

El acceso a este grabador se llevará a cabo desde el rack de comunicaciones del centro de transformación y, a su vez, mediante aplicación software proporcionada por el fabricante del grabador.



## 8 OBRA CIVIL

### 8.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO

Se cumplirá lo especificado en los artículos 300, 320 y 330 del PG-3 en los puntos que sean afectados y por tanto aplique.

Se priorizará disponer los excedentes de tierra provenientes de excavaciones en las zonas de terreno donde sea necesario rellenarlas.

Se realizarán los trabajos de limpieza y preparación del terreno para el soporte de las estructuras de los paneles fotovoltaicos, afectando lo menos posible a la topografía. Esta operación no precisa necesariamente de la retirada de la capa vegetal de terreno.

En el caso del trazado de los caminos y del área ocupada por equipos, edificios y cualquier estructura que precise de cimentación se procederá a la retirada de la capa vegetal.

### 8.2 DRENAJE

Se realizará un sistema de drenaje de recogida de escorrentía de las zonas colindantes mediante la ejecución de cunetas de guarda junto a los trazados de los caminos. Estas cunetas, se realizarán tanto en los caminos perimetrales, como en los caminos interiores transversales y dimensionados de acuerdo con los resultados que arroje el cálculo hidráulico.

Se instalarán junto a todos los caminos en el lado que evite el paso de aguas a través de los caminos debido a las pendientes naturales del terreno, decir en la cota superior del perfil transversal del terreno a lo largo del eje del camino.

La evacuación de las aguas pluviales se realizará canalizándola fuera de la parcela conduciéndolas a los cauces o vaguadas naturales, evitando de este modo la afección de la hidráulica de la zona.

Se protegerán aquellas zonas con riesgo de erosión, especialmente en aquellas zonas donde se ubiquen cimentaciones de la estructura de seguidores, edificios u otras instalaciones.

En el caso de cruzamientos de caminos con arroyos, se dispondrá de vados o tubos de hormigón, dependiendo de la naturaleza del cauce, debidamente dimensionados y siguiendo las indicaciones de la Norma 5.2-IC. Drenaje Superficial, evitando de esta forma cualquier interferencia que pudiera alterar las condiciones hidráulicas de la zona y materializando así de la manera óptima dichos cruzamientos.

Estas soluciones se podrán revisar en la fase de construcción con el estudio detallado de hidrología y topografía completo, el cual determinará las características específicas de los sistemas de drenaje de acuerdo con la normativa y en función de elementos no recogidos en los estudios previos.



## 8.3 ZANJAS

En la instalación fotovoltaica se harán distinción entre 2 tipos de zanjas:

- Zanjas de BT, que contendrán los siguientes circuitos: Circuitos BT de Generación
- Zanja de comunicaciones: Circuito de comunicaciones F.O. perimetral para videovigilancia

### 8.3.1 Excavación de zanjas

La excavación en zanjas y pozos cumplirá lo especificado en el artículo 321 del PG-3.

La excavación de las zanjas se realizará mediante medios mecánicos con retroexcavadora. En la medida que sea posible la retroexcavadora se posicionará sobre el eje de la zanja.

Deberá dejarse la superficie del fondo de la zanja limpia y firme, y escalonada si se requiere. Se elimina del fondo todos los materiales sueltos o flojos y se rellenan huecos y grietas. Se quitarán las rocas sueltas o disgregadas y todo material que se haya desprendido de los taludes.

En el caso de cruzamientos con líneas eléctricas, conducciones de agua, gas o cualquier otro tipo de elementos, habrá presente personal de ayuda a la excavación para evitar la rotura de los elementos de cruce. Al menor signo de presencia de los elementos, se parará la excavación mecánica y se procederá a la excavación manual, siempre sin dañar los elementos de cruce.

En caso de cruce con caminos, el cruce se efectuará mediante canalización en zanja de tipo simple, de manera que la ejecución asegure la integridad del camino. La conducción irá embutida en un dado de hormigón en masa H-100 hasta 8 cm por encima de la generatriz superior del tubo. A partir de ahí, se rellenará con material procedente de la excavación en tongadas de 20 cm y compactada al 95 % Proctor. A ambos lados del cruce, se instalarán dos arquetas de registro.

En la excavación se tendrá en cuenta, en caso de que fuera necesaria, la entibación de la zanja.

Se instalará una red de puesta a tierra para la instalación FV, la cual garantizará la seguridad para tensiones de Paso y Contacto, así como de defectos a tierra.

La instalación de la malla de tierra estará compuesta por un cable de cobre desnudo directamente enterrado a lo largo de las canalizaciones existentes y a lo largo de la malla de tierra se instalarán picas o jabalinas.

## 8.4 ARQUETAS

Las arquetas serán prefabricadas de PVC, con drenaje para la evacuación de agua. Se ajustarán a las dimensiones y calidades dispuestas en el proyecto de ejecución, colocándose cámaras en cada cambio de dirección superior a 60°.

Por lo tanto, se utilizarán cámaras independientes para los siguientes circuitos:

- Circuitos de Generación en BT



- Circuitos de Comunicación

El relleno se hará con tierra de préstamo o excedentes de excavación. La compactación del trasdós de la cámara se realizará en tongadas de 20 cm compactándose mediante bandeja vibrante, debiéndose alcanzar al menos el 95% del PROCTOR Normal.

La terminación de los conductos será con tubos a ras de pared interior de cámara y todas las bocas selladas con espuma de poliuretano.

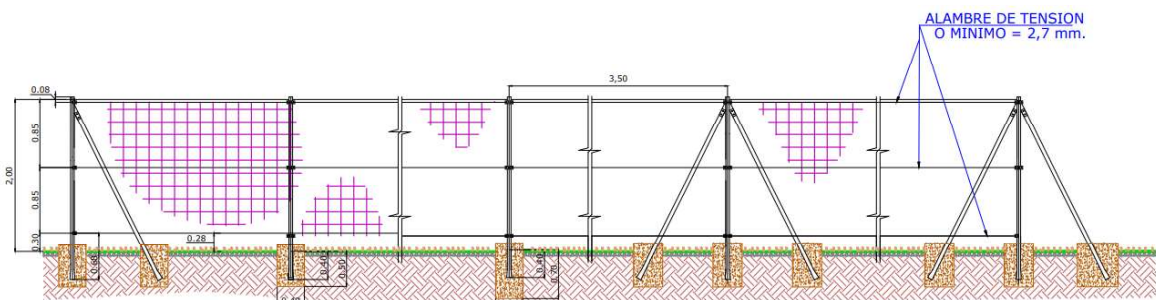
## 8.5 VALLADO

Consistirá en la instalación perimetral a la parcela de implantación de la planta, de una valla de cerramiento para impedir el acceso no controlado a la misma de vehículos, peatones y animales.

El vallado tendrá las siguientes características:

- Malla cinética mallarte 200/16/30
- Altura desde el suelo: 2,00 m
- N° alambres horizontales: 17
  - Separación entre alambres verticales: 30 cms
  - Diámetros de alambres:
    - Alambres superior e inferior: 2,50 mm
    - Resto de alambres: 1,90 mm
- Tipo de nudo: nudo bisagra
- Poste conformado acero galvanizado de 2,9 m.
- Distancia a los equipos: 5 metros (a no ser que la normativa local sea más restrictiva)

*Figura 34.- Vallado cinético perimetral*



Los postes serán instalados cada 3,5 m, y cada uno tendrá su cimentación. En todos los cambios de dirección (y cada 35 metros) se instalarán brazos (postes oblicuos) fabricados del mismo material que los postes.

Las dimensiones de la excavación de cimientos de postes será de un cilindro de dimensiones 40 cm por 50 cm de profundidad para todo tipo de poste menos para el poste principal de centro que será de diámetro de 40 cm por 70 cm de profundidad. En aquellas zonas en que el terreno sea muy blando, se disminuirá la separación de los cimientos, a juicio del Director de la Obra. Las tierras



procedentes de la excavación en cimientos se repartirán "in situ", debidamente nivelada o en su caso, se transportarán a vertedero.

El hormigón a utilizar en cimientos será del tipo HM-20/B/40/I.

## 8.6 CAMINOS

### 8.6.1 Caminos interiores

Vial que se ejecuta en zonas perimetrales e interiores del parque. Sus características, que se basarán en las recomendaciones de la instrucción de carreteras Orden Circular 306/89 corregida en noviembre de 1989 sobre calzadas de servicio y accesos a zonas de servicio y la Orden de 14 de mayo de 1990 por la que se aprueba la Instrucción de carreteras 5.2-1C «Drenaje superficial, son las siguientes:

- Ancho de calzada por un sentido: 6,00m
- Paquete de firme: 30 cm
- Bombeo: 2,00 a 3,00%

Para la ejecución del firme se procederá desbrozando la capa más superficial de terreno, y se ejecutará un cageo de aproximadamente 20 cm de profundidad, compactando posteriormente el fondo excavado. El firme constará de una capa de 20 cm de terreno seleccionado o adecuado según PG-3 compactado al 95% P.M. (base) sobre el que se dispondrá una capa de rodadura de no menos de 10 cm de espesor de suelo seleccionado compactado al 100 % P.M.

El ancho de los caminos interiores perimetrales a la planta y zona de operación y mantenimiento serán de 6 m.

La definición de la sub-base y firme del terreno, así como los espesores de las distintas bases se definirá en la fase de construcción.

## 8.7 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La cimentación del centro de transformación se diseñará a través de la propuesta del fabricante de skid para la óptima ejecución y mantenimiento de sus equipos durante la operación de la planta. Esta solución comprende un cajón armado de 0,8 m de espesor sobre un hormigón pobre de 20cm de espesor.

La cimentación se ejecutará mediante encofrado y sobre la cota 0 del terreno, arropado mediante terreno compactado hasta las dimensiones definidas en planos.

Las entradas y salidas al Centro de Transformación de los circuitos de Baja y Media tensión, comunicaciones y puestas a tierra se ejecutarán mediante aperturas reservadas para tal fin sobre el cajón de cimentación.

Los circuitos de Baja Tensión llegan hasta el Centro de Transformación soterrados a través de zanja directamente enterrados, éstos se canalizarán desde la zanja correspondiente hasta la apertura del cajón de cimentación, de ahí se canalizarán hacia el interior del Centro de Transformación a través de trampillas reservadas en el skid para acceder al suelo técnico.



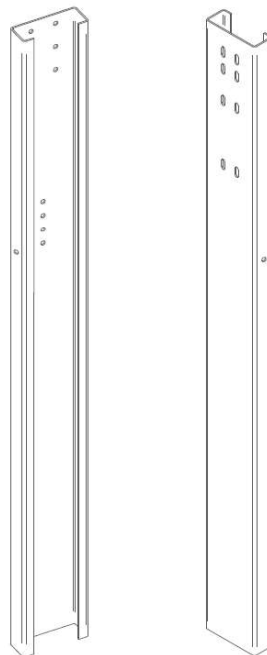
Los circuitos de media tensión y fibra óptica saldrán del skid a través de la parte central, donde están los equipos de comunicaciones y las celdas de media tensión. Se reservará también aperturas para tal efecto.

## 8.8 CIMENTACIONES DE ESTRUCTURA

Las Cimentaciones de la estructura del seguidor se realizará mediante hincado directa de perfiles tipo C o similar de acero galvanizado en el terreno.

Cuando no sea posible realizar la instalación de perfiles directamente hincados en el terreno se recurrirá a la perforación del mismo como medida previa al hincado (pre-drilling) o bien se realizará un hormigonado si es necesario.

*Figura 35.- Perfil hincado para estructura*





## 9 INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN

### 9.1 OBJETO

El objeto de este proyecto es el diseño de una línea eléctrica de 20 kV doble circuito con capacidad de transporte suficiente para evacuar la energía eléctrica generada en el Parque Solar Fotovoltaico "Mesa Roldán 5", además de la energía que actualmente transporta. La potencia total que inyectará el parque es de 2,5 MW nominales.

Desde el centro de seccionamiento partirá una línea de evacuación en doble circuito, a modo entrada y salida, hasta el punto de conexión concedido por e-DISTRIBUCIÓN.

La nueva línea de 20 kV, objeto de este proyecto, tiene un primer tramo subterráneo, desde el centro de seccionamiento hasta el paso aéreo-subterráneo (PAS), y otro tramo aéreo, desde el PAS hasta el punto de conexión otorgado.

Estalínea y el centro de seccionamiento, con la aparamenta necesaria, serán cedidos a la distribuidora.

El punto de conexión concedido es en el tramo de M.T. ubicado en el Apoyo MT A100492 de la Línea de M.T. PATRIA perteneciente a la SET CONIL, propiedad de e-Distribución. Las coordenadas UTM del punto de conexión son: Huso 29; X=765.057,61; Y=4.019.249,41.

### 9.2 EMPLAZAMIENTO

El trazado de esta línea de media tensión se encuentra en el término municipal de Vejer de la Frontera, Cádiz, Andalucía.

- Altitud: 12 msnm
- Zona: A
- Temperatura media anual: 17,8°C



*Figura 36.-Localización de la línea auxiliar respecto a ciudades*



### 9.3 TRAZADO DE LA LÍNEA

El trazado de la línea de evacuación se inicia en el Centro de Seccionamiento (CS) del Parque Solar Fotovoltaico "Mesa Roldán 5" a través de una línea doble circuito con un tramo subterráneo y otro aéreo formado por dos apoyos finales de línea.

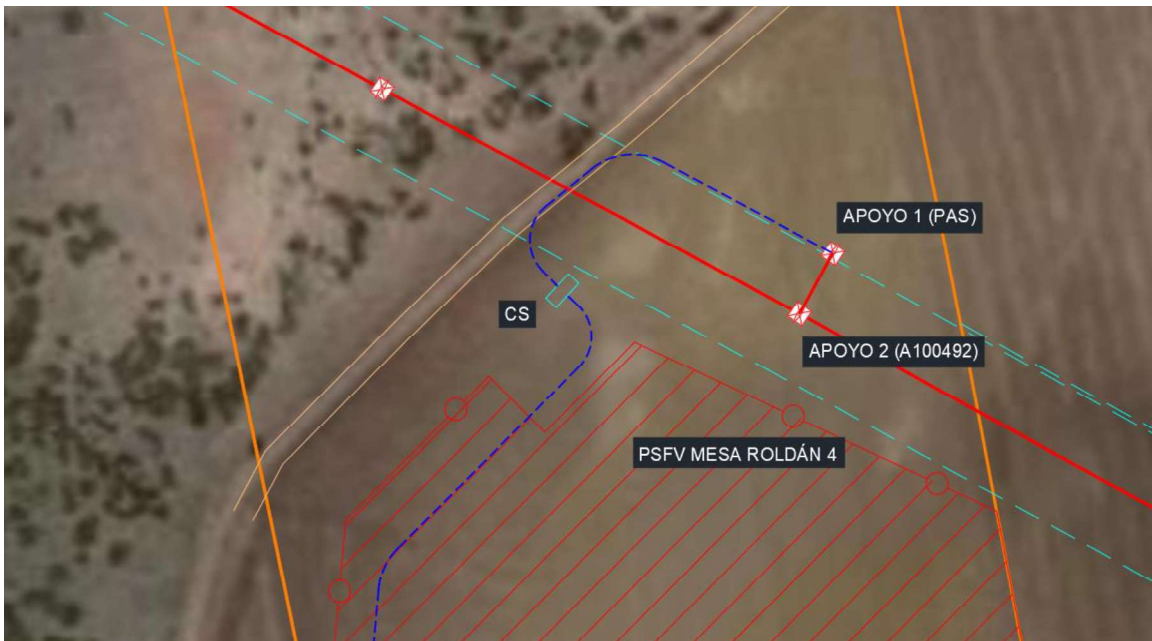
Datos generales de la instalación	
Potencia conectada	2,5 MW
Tensión	20 kV
Tensión más elevada de la línea	24 kV
Categoría de la línea	B
Frecuencia	50 Hz
Tipo línea	Aérep-Subterránea
Zona	A
N.º Ternas por circuito	1
Tiempo de accionamiento protección cable	1 s
Término municipal	Vejer de la Frontera (Cádiz)

Los dos tramos son:



- Tramo I (Subterráneo): Se trata de un tramo en doble circuito desde dos celdas de media tensión del Centro de Seccionamiento del Parque Solar Fotovoltaico Mesa Roldán 5 hasta el apoyo AP01 (PAS), donde se produce el cambio de subterráneo a aéreo, ubicado en la parcela 11039A038000060000RY. La línea tiene aproximadamente 98 metros.
- Tramo II (Aéreo): Se trata de un tramo en doble circuito de aproximadamente 16 metros de longitud desde el apoyo denominado AP01 (PAS) hasta el AP02 (A100492) de nueva instalación donde entronca la línea existente con la nueva línea proyectada.

*Figura 37.- LMT 20 kV Evacuación PSFV Mesa Roldán 7*



Las coordenadas del trazado correspondiente a la línea son las siguientes:

*Tabla 2.- Coordenadas de los vértices del trazado de la Línea aéreo-subterránea de Evacuación 20 kV desde el Centro de Seccionamiento al punto de conexión*

LMT 20 kV CS PSFV MESA ROLDÁN 7 – PUNTO DE CONEXIÓN			
Cambios de Dirección	ETRS89 HUSO		29
	X	Y	Z
CS (e-Distribución)	765.006,81	4.019.251,50	28,86
ARQ01	765.008,43	4.019.255,36	26,82
CD01 (R=10)	765.005,88	4.019.258,03	26,81
CD01 (R=10)	765.006,77	4.019.272,67	26,52
CD02 (R=15)	765.017,43	4.019.281,41	25,71
CD02 (R=15)	765.034,04	4.019.283,02	25,29
ARQ02	765.070,43	4.019.263,46	24,85
AP01 (PAS)	765.073,37	4.019.261,88	24,77
AP02 (A100492)	765.065,66	4.019.247,85	26,13



### 9.3.1 Parcelas afectadas por la línea

Esta línea discurre por la misma parcela catastral en todo momento, la misma en la que se encuentra el parque fotovoltaico, y la misma del punto de conexión concedido:

*Tabla 3. Parcelas afectadas por la línea*

N.º de Finca según proyecto	Provincia	Término Municipal	Polígono	Parcela	Referencia Catastral
1	Cádiz	Vejer de la Frontera	38	6	11039A038000060000RY

### 9.3.2 Accesos

El acceso discurre por el borde del parque fotovoltaico hasta el apoyo y el centro de seccionamiento.

Los accesos tendrán una anchura de 4 metros. El movimiento de tierras en esta línea es el menor posible, se hará el acondicionamiento del tramo de nuevo acceso hasta el apoyo y el centro de seccionamiento.

## 9.4 REQUISITOS DE DISEÑO

Los requisitos de diseño vienen impuestos de acuerdo con las necesidades del titular de la línea:

- Punto de conexión: Tramo de M.T. ubicado en el Apoyo MT A100492 de la Línea de M.T. PATRIA perteneciente a la SET CONIL, propiedad de e-Distribución. Las coordenadas UTM del punto de conexión son: Huso 29; X=765.057,61; Y=4.019.249,41.
- Tensión nominal: 20 kV.
- La evacuación se diseña de forma que consiste en un primer tramo subterráneo desde el CS ubicado en el parque fotovoltaico Mesa Roldán 5 hasta un paso aéreo-subterráneo AP01 (PAS). Seguido de un tramo aéreo desde el apoyo AP01 (PAS) hasta el AP02 (A100492) que entronca con la línea existente donde se otorga el punto de conexión.

En la fase de diseño se ha tenido en cuenta el hecho de afectar al menor número posible de propietarios de las diferentes parcelas por las que discurre la línea de evacuación.

Del mismo modo, el trazado de la línea ha sido diseñado partiendo de un análisis medioambiental de la zona. Se han revisado en el SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Identificación de Parcelas Agrícolas) para verificar que se han respetado las zonas de especial protección:

- ZEPA: Zona de Especial Protección para las aves.
- LIC: Lugar de Importancia Comunitaria.
- ZEC: Zonas Espaciales de Conservación.

## 9.5 LÍNEA SUBTERRÁNEA 20 kV

### 9.5.1 Descripción del trazado de la línea subterránea



Este tramo subterráneo en doble circuito partirá desde una celda de línea del Centro de Seccionamiento ubicado en la PSFV Mesa Roldán 5 hasta el AP01 (PAS).

Las pantallas metálicas de los cables de Media Tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos.

### 9.5.2 Datos generales de la línea subterránea

#### TRAMO I

Las características generales de la línea subterránea proyectada entre el nuevo Centro de Seccionamiento y el apoyo AP01 (PAS), serán los descritos en la siguiente tabla:

*Tabla 4. Datos generales de la Línea Subterránea (Tramo I)*

Datos de la instalación	
Origen	LSMT MESA ROLDAN 20KV
Final	PSFV MESA ROLDAN 5
Potencia conectada	2,50 MW
Potencia proyectada línea	2,78 MW
Factor de potencia	0,9
Tensión nominal (Un)	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo línea	Subterránea
Longitud	97,75 m
Nº circuitos	1
Disposición de los cables	Tresbolillo
Tipo de canalización	Bajo tubo hormigonado
Distancia entre tubos	200 mm
Profundidad zanja	1200 mm
Conexión pantallas	Solid Bonding
T de accionamiento protección cable	1 s

### 9.5.3 Datos topográficos de las cámaras de empalmes

En la siguiente tabla se incluye la relación de los datos topográficos de los cambios de dirección que se proyectan para la construcción de esta línea:

*Tabla 5. Datos topográficos*

Cambios de dirección	Distancias relativas (m)	Estación (m)	Cota del terreno (m)
CS (e-Distribución)	0	0	28,86
ARQ01	1,45	1,45	26,82
CD01 (R=10)	3,70123541	5,15123541	26,81
CD01 (R=10)	16,4715585	21,6227939	26,52
CD02 (R=15)	13,786901	35,4096949	25,71
CD02 (R=15)	17,6929327	53,1026276	25,29
ARQ02	41,3139811	94,4166087	24,85



AP01 (PAS)	3,33	97,7466087	24,77
------------	------	------------	-------

### 9.5.4 Tubo de polietileno

El tubo de polietileno de doble capa (exterior corrugado e interior liso) que se disponga para los cables de potencia tendrá un diámetro interior como mínimo 1,5 veces el diámetro del cable a tender, para que el cable pueda entrar sin dificultad y quepa también la mordaza que ha de sujetarlo para el arrastre, no tomándose tubos de diámetros exteriores inferiores a 160 mm, (en nuestro caso es de 200 mm). Los tubos serán rígidos corrugados de doble pared fabricados en polietileno de alta densidad.

*Figura 48. Tubo de polietileno de doble capa*



Los cuatritubos o bitubos de telecomunicaciones serán de color exterior verde e interior blanco siliconado y estriado de espesor 3 mm. Serán en el caso de cuatritubos de 4x40mm de diámetro exterior en el soporte brida de cada terna de tubos

*Figura 39.- Cuatritubo de telecomunicaciones*

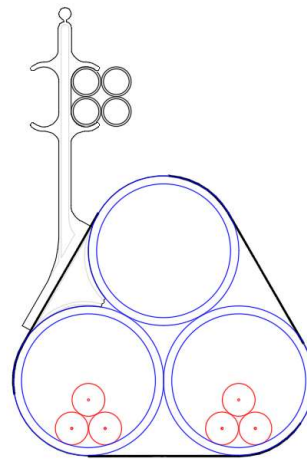


#### 9.5.4.1 Separador

Para mantener la disposición de los tubos y la separación de los circuitos en la ubicación que se quiere, se colocan unos separadores tal y como se muestra en la siguiente figura:



*Figura 40. Disposición de circuitos.*

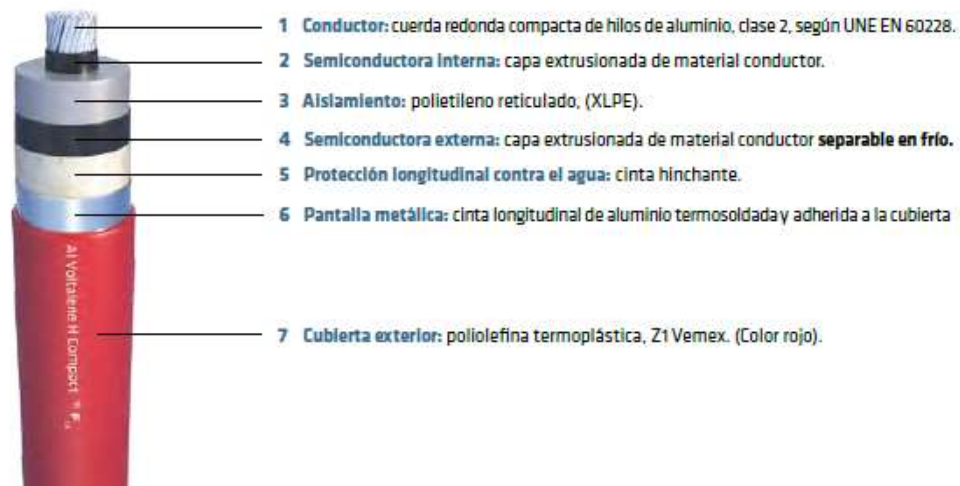


### 9.5.5 Conductor empleado en la línea subterránea de 20 kV

Los cables a utilizar en las redes subterráneas de media tensión objeto del presente proyecto serán cables unipolares de aluminio, con aislamiento seco termoestable (polietileno reticulado XLPE), con pantalla semiconductora sobre conductor y sobre aislamiento y con pantalla metálica de aluminio.

Los circuitos de las líneas subterráneas de media tensión se compondrán de tres conductores unipolares.

*Figura 41.- Conductor de Media Tensión*



**Conductor:** Los conductores de los cables están constituidos por cuerdas redondas compactas de cobre recocido o de aluminio. La compactación se efectúa por un método patentado que permite obtener superficies más lisas y diámetros de cuerdas menores que los de las cuerdas normales de igual sección.

Los conductores satisfacen las especificaciones de las normas, tanto nacionales (UNE EN 60228), como internacionales (IEC 60228).



**Capa semiconductor interna:** En los cables EPROTENAX H COMPACT, VOLTALENE H y AFUMEX (AS), el conductor va recubierto de una capa semiconductor, cuya función es doble:

- Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante. La capa no se separa del aislamiento ni aun con las dobladuras a que el cable pueda someterse, constituyendo la verdadera superficie equipotencial del conductor. Los eventuales espacios de aire quedan bajo esta superficie y, por lo tanto, fuera de la acción del campo eléctrico.
- Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Dicha capa, gracias a su conductividad, convierte en cilíndrica y lisa la superficie del conductor, ya que puede concebirse como parte integrante del mismo, eliminando así los posibles focos de gran sollicitación eléctrica en el aislamiento.

**Aislamiento:** El aislamiento de los cables VOLTALENE H y AFUMEX (AS) con aislamiento de XLPE está constituido por polietileno químicamente reticulado. Dicho aislamiento es un material termoestable que presenta buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia de aislamiento.

La excelente estabilidad térmica del polietileno reticulado (XLPE) le capacita para admitir en régimen permanente temperaturas de trabajo en el conductor de hasta 90°C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250°C.

**Capa semiconductor externa:** La capa semiconductor externa está formada por una mezcla extrusionada y reticulada de características químicas semejantes a la del aislamiento pero de baja resistencia eléctrica, por tanto, conductora.

**Pantalla:** Las pantallas desempeñan distintas misiones, entre las que destacan:

- Confinar el campo eléctrico en el interior del cable.
- Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento.
- Limitar la influencia mutua entre cables eléctricos.
- Evitar, o al menos reducir, el peligro de electrocuciones.

La pantalla está normalmente constituida por una envolvente metálica (hilos de cobre, cinta de aluminio, cintas de cobre...) aplicada sobre una capa semiconductor externa, la cual, a su vez, se ha colocado previamente sobre el aislamiento con el mismo propósito con que se coloca la capa semiconductor interna sobre el conductor.

**Protecciones contra la humedad (solo cables tipo VOLTALENE H y AFUMEX (AS) con aislamiento de XLPE):** Los cables con aislamiento XLPE deben ser protegidos frente a la acción del agua para evitar un deterioro prematuro cuando el cable se encuentre en tensión. Una eventual perforación de la cubierta no impedirá la penetración de agua, pero si la propagación libre entre huecos de la pantalla a lo largo de toda la línea multiplicando el riesgo de fallo eléctrico por el fenómeno de las arborescencias en el aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Para evitarlo lo más habitual es la utilización de barreras hinchables en forma de cintas que bloqueen la propagación del agua a lo largo del cable por



huecos de la pantalla o de la cuerda conductora. Obturación longitudinal → AL RHZ1-OL, antiguo diseño.

Otra posibilidad para impedir la penetración radial del agua consiste en aplicar una cinta de aluminio longitudinalmente, solapada y sellada. Esta cinta se adhiere fuertemente a la cubierta exterior en los cables tipo VOLTALENE H COMPACT. Si la sección eléctrica que proporciona esta cinta no es suficiente para transportar la intensidad de cortocircuito requerida, la cinta se coloca sobre una corona de hilos de cobre de sección adecuada.

**Cubierta exterior:** Al ser las cubiertas una mezcla termoplástica, tienden a endurecerse a temperaturas inferiores a los 0°C, aun cuando conservan cierta flexibilidad a temperaturas entre -10°C y -15°C las de PVC y Flamex hasta -25°C la VEMEX y las AFUMEX. La única precaución a considerar es que las operaciones de tendido de los cables no deben realizarse a temperaturas inferiores a los 0°C. Si un cable esta fijo y no está sometido a golpes y vibraciones, puede soportar sin daño temperaturas de -50°C.

Tabla 6.- Características del conductor

Características del conductor	
Conductor	Al RH5Z1 12/20 kV 3x1x240mm <sup>2</sup> + 1x16mm <sup>2</sup> Al (12/20)
Sección del conductor	240 mm <sup>2</sup>
Material del conductor	Aluminio
Sección de la pantalla	16 mm <sup>2</sup>
Material de la pantalla	Aluminio
Diámetro conductor	18,7 mm
Diámetro aislamiento	28,2 mm
Diámetro pantalla	32 mm
Diámetro cable	36 mm
Peso	1430 kg/km
Radio de curvatura estático	540 mm
Radio de curvatura dinámico	720 mm
Intensidad máxima admisible catálogo	320 A
Intensidad admisible permanente	199 A
Icc trifásica admisible	22,56 kA
Icc admisible en la pantalla	2,99 kA
Resistencia a 20°	0,125 Ω/km
Resistencia a 90°C	0,1603 Ω/km
Reactancia inductiva	0,100 Ω/km
Capacidad	0,306 μF/km
Temperatura del conductor	38,45 °C
Resistencia a 38,45 °C	0,1343 Ω/km
ΔU	2 V
ΔU(%)	0,011%
P	0,25 kW
P (%) (<3%)	0,01%



Icc (Densidad de corriente)	22560 A
Icc (Aproximado)	22560 A
Temperatura final de cortocircuito conductor	250,00 °C
Icc (Temperatura de 38,45°C)	27015 A
Icc (Temperatura de 90,00°C)	22560 A
Temperatura inicial de cortocircuito pantalla	70,00 °C
Temperatura final de cortocircuito pantalla	180,00 °C

## 9.5.6 Características de la obra civil del tramo subterráneo

### 9.5.6.1 Zanja

El recorrido de la línea eléctrica de media tensión discurre por zona rural, íntegramente por la parcela con referencia catastral 11039A036000940000RL.

En todo el tramo irá bajo hormigón.

La zanja tendrá unas dimensiones de 500 mm de anchura y una profundidad de 1120 mm.

En el fondo de esta zanja se colocará una capa de hormigón de aproximadamente 50 mm, encima de esta capa se colocarán los tubos de 200 mm, dos para alojar los circuitos de evacuación de entrada y salida, resultado de abrir la línea en el punto de conexión concedido, con los conductores en formación al tresbolillo y otro tubo que será de reserva.

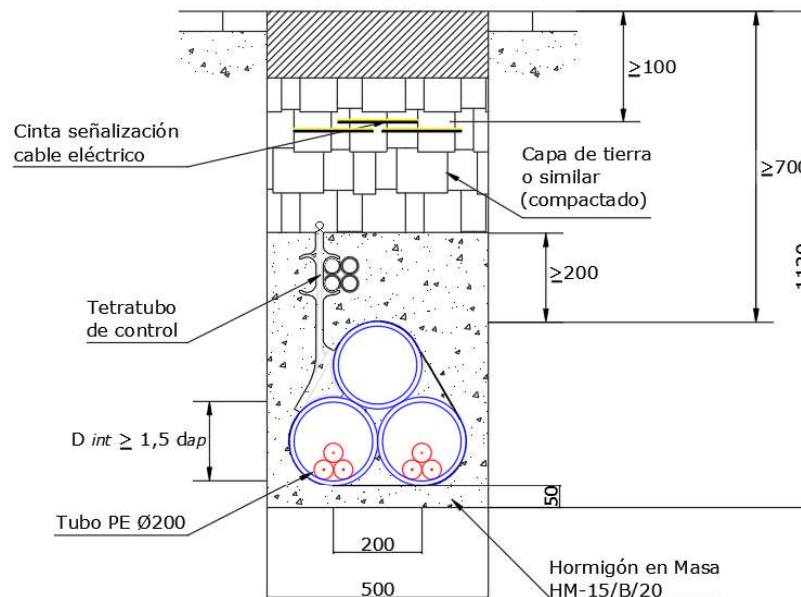
Se rellenará una capa de aproximadamente 200 mm de hormigón por encima de los tubos.

Encima del hormigón se rellenará con la tierra existente de la excavación compactada al 95 % Proctor modificado.

En el caso de superficies no pavimentadas, la reposición será a las condiciones iguales a las existentes antes del inicio de los trabajos anteriores a realizar la obra.



**Figura 42.- Detalle sección zanja en zona rural**



### 9.5.6.2 Tubos

El tubo de polietileno de doble capa (exterior corrugada e interior) que se disponga para los cables de potencia tendrá un diámetro interior como mínimo de 1,5 veces el diámetro del circuito a tender para que el circuito pueda entrar sin dificultad y quepa también la mordaza que ha de sujetar los cables para el arrastre no tomándose tubos de diámetros exteriores inferiores a 160 mm coma (en nuestro caso es de 200 mm). Los tubos serán rígidos corrugados de doble pared fabricados en polietileno de alta densidad.

**Tabla 7.- Características del tubo**

Características del tubo	
Materia prima	Polietileno Alta densidad PEAD
Diámetro exterior	200 mm
Diámetro interior	174 mm
Estructura	Corrugada de doble pared
Colores	Externo rojo oscuro /Interno negro
Norma de fabricación	UNE-EN 61386-2-6 UNE-EN 50086-2-4
Resistencia a la compresión	Serie N 450 Newton
Aplicación	Tubería para canalización eléctrica y protección de cables
Observaciones	Suministro con manguito
Fabricante	FUTURFLEX



*Figura 43. Tubo de polietileno de doble capa*



Para el conductor de telecomunicaciones se colocará un cuatritubo de color exterior verde e interior blanco siliconado y estriado de espesor 3 mm serán en el caso cuatro tubos de 4 por 40 mm de diámetro exterior en el soporte brida de los tubos.

*Tabla 8.- Características del cuatritubo*

Características del cuatritubo	
Referencia	CT40X3S-300*
Tipo	cuatritubo
Composición	Poliiolefina
Diámetro exterior	40
Tolerancia	+ 0,4 - 0
Espesor tubo	3
Tolerancia	+ 0,3 - 0
Longitud rollo	300
Diámetro interior Rollo	1400
Diámetro exterior rollo	2200
Capas	6
Peso	420
Resistencia a la compresión	>450 N
Resistencia al impacto	28 J
Curvaable	SI
Resistencia presión interior tubo de 3 mm	10 atm.
Color	Verde
Fabricante	AISCAN

*Figura 44. Cuatritubo de telecomunicaciones*





En nuestro caso solo será de reserva, ya que la comunicación se hará vía inalámbrica.

### 9.5.6.3 Separador

Para mantener la disposición de los tubos en la ubicación que se desea se colocan unos separadores aproximadamente cada metro tal y como se muestra en la siguiente figura siguiente.

Características del separador	
Codigo	SPA42002440
Diámetro	2Xd.160/200+2x4x40
L x w x h	140x25x520
Nº	80
Ancho x Largo x Alto	600x400x400
Peso	169 kg
Fabricante	layegas

*Figura 45. Separadores tubos*



- Diseñado para agrupar cuatro tubos diámetro 160 barra 200 barra 250 en base dos así como para fijar un biturbo barra cuatro y tubo de telecomunicaciones a una distancia que permita aislarlo el prisma eléctrico principal.
- El testigo soporte garantiza una masa de hormigón de 20 cm de espesor sobre la parte más alta de los tubos diámetro 160 y la de 6 cm sobre la parte inferior de los biturbo tetra tubos. El testigo una vez rellena la zanja de hormigón determina la situación de los biturbos barra tetra tubos y los tubos corrugados.
- Lo meto en ya en el lado de su anclaje a los tubos corrugados lleva una guía para insertar en una de las anillas de la oruga lo que al tensar la brida de nylon dota al conjunto de una perfecta adaptación y solidez evitando cualquier movimiento en el sentido longitudinal de los tubos.
- El soporte para cuatro y tubo incorpora a su vez una guía híbrida para asegurar la Unión de todo el conjunto dada la elevada memoria del tetratubo.
- El soporte puede a su vez partirse para confeccionar prisma de 2 tubos corrugados en línea.



- Las bridas de nylon atraviesan la pieza deslizándose por unas guías interiores predispuestas para su inserción.
- No requiere herramienta alguna.
- Fabricado en polipropileno (PP) y poliamida (brida).
- Color negro.

## 9.5.7 Empalmes de Media Tensión

Debido a la corta longitud de la línea subterránea, no aplica a este proyecto.

## 9.5.8 Arquetas y cámaras de empalmes

### 9.5.8.1 Cámara de empalme

Se cumplirán las dimensiones de las cámaras de empalme tipo definidas en Proyecto. Se realizará la excavación adaptándola a las dimensiones exteriores de la cámara a instalar de acuerdo a los planos incluidos en este documento. Las excavaciones para las cámaras de empalme tienen que respetar las medidas de seguridad, disponiendo de barreras y letreros de aviso. Los registros donde se instalen las conexiones de los sistemas de puesta a tierra de la instalación deberán quedar accesibles para su revisión periódica. Las cámaras de empalme irán provistas de un sistema de puesta a tierra que constará de la instalación de las picas y la conexión de estas mediante un conductor 0,6/1KV RVk 1x185 mm<sup>2</sup>. La instalación de las picas y el cable de conexión en las cámaras de empalmes se realizará durante la excavación. El cable de conexión se introducirá en la cámara de empalmes una vez situada ésta en su posición final, a través de los orificios destinados a este fin. A la entrada del cable de conexión en la cámara de empalmes se dejará

### 9.5.8.2 Arqueta

Deberán disponerse las arquetas suficientes que faciliten la realización de los trabajos de tendido pudiendo ser arquetas ciegas o con tapas practicables. También podrán realizarse catas abiertas para facilitar los trabajos de tendido.

Serán arquetas ciegas en zonas rurales y caminos.

En la arqueta, los tubos quedarán como mínimo a 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se sellarán con material expansible, yeso o mortero ignífugo de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

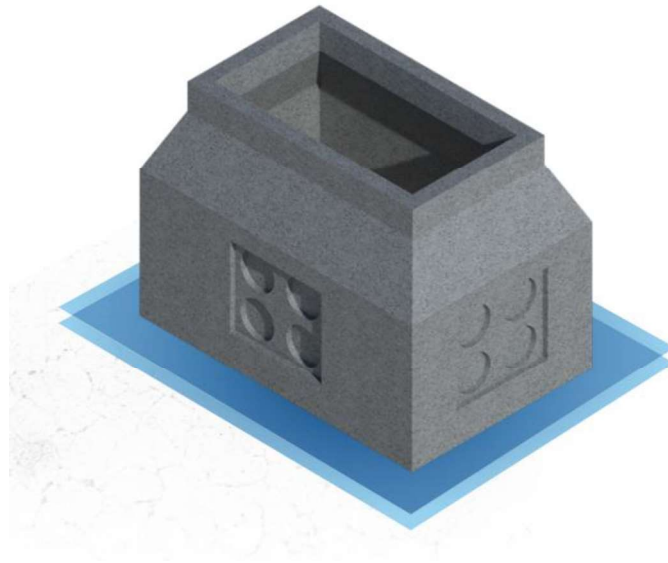
Las arquetas ciegas se rellenarán con arena. Por encima de la capa de arena se rellenará con tierra cribada compactada hasta la altura que se precise en función del acabado superficial que le corresponda.

Las arquetas bajo pavimento serán registrables.

Las arquetas pueden ser prefabricadas o construir de ladrillo, sin fondo para favorecer la filtración de agua.



Figura 46.- Arqueta tipo.



### 9.5.9 Movimiento de Tierras

El movimiento de tierras aproximadas por la línea eléctrica de media tensión subterránea es de 54,74 m<sup>3</sup>, de esta tierra se aprovechará 24,44 m<sup>3</sup> para compactar la zanja y el resto será retirada y trasladada a vertedero aproximadamente de 30,30 m<sup>3</sup>. Esta parte será el entorno de los tubos que se rellenará de hormigón en el trazado de la línea de evacuación.

### 9.5.10 Terminaciones

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado, para el caso de la línea de Media Tensión:

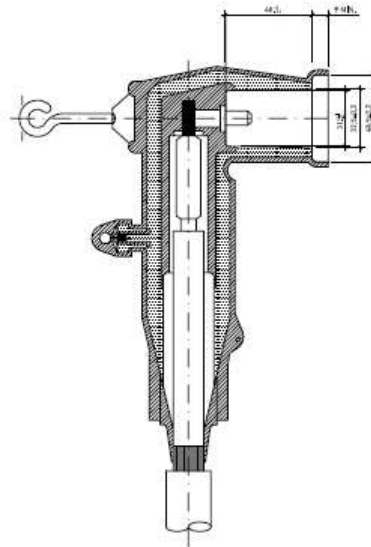
- Terminaciones convencionales contráctiles o enfiabiles en frío, tanto de exterior como de interior: se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas.
- Conectores separables: se utilizarán para instalaciones con celdas de corte y aislamiento en SF<sub>6</sub>.



*Figura 47. Terminales de exterior*



*Figura 48. Terminal de interior*



### 9.5.11 Pararrayos

Con objeto de proteger los cables contra las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas se instalará una autoválvula o pararrayos en cada uno de los extremos del cable unipolar, en el inicio de la línea subterránea el Centro de Seccionamiento y a la salida en el apoyo AP01 (PAS).

La autoválvula será de óxido de zinc como elemento activo y con contador de descargas.

Los pararrayos estarán diseñados para su instalación intemperie, y de acuerdo con lo indicado en la norma UNE-EN 60099-4.

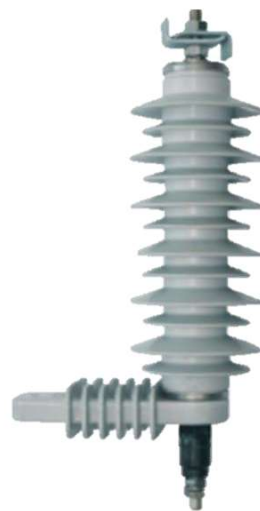
Las características del pararrayos vienen reflejadas en la siguiente tabla.



*Tabla 9.- Características Pararrayos*

Descripción	Valor
Tensión de Red	20 kV
Aislamiento exterior	Material polimérico
Tensión nominal Ur	24 kV
Tensión máxima servicio continuo	19,5 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Clase de descarga de línea	2
Impulso de sobretensiones 4/10 $\mu$ s	100 kA
Tensión residual máxima onda 8/20 $\mu$ s	79,2 kV
Tensión de cresta BIL	150 kV
Tensión bajo la lluvia 50Hz	63 kV
Longitud	310 mm
Línea de fuga mínima fase tierra	603 mm

*Figura 49.- Autoválvulas pararrayos*



Para cada una de las autoválvulas instaladas se dispondrá un cable de puesta a tierra aislado independiente en el que se instalará un contador de descargas.

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

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



### 9.5.12 Puesta a tierra

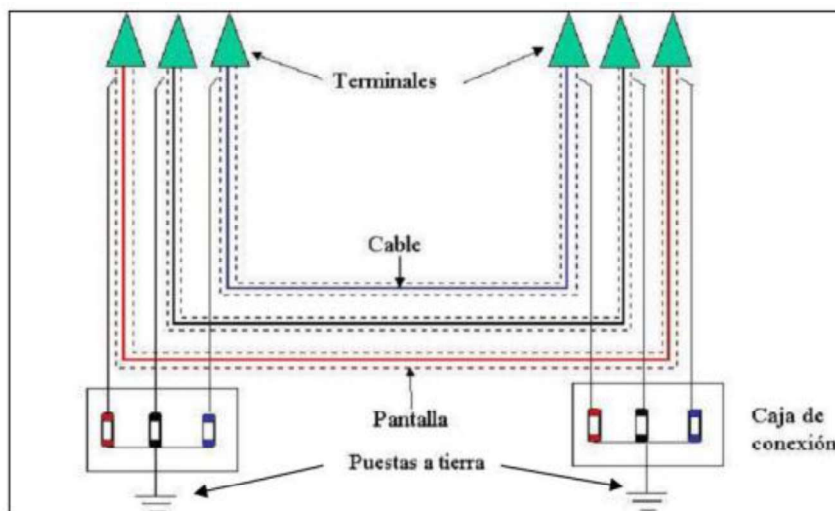
El sistema de conexión de las pantallas diseñado para el proyecto objeto de este documento es "solid bonding" o sistema de conexión rígida a tierra en el que las pantallas se encuentran conectadas a tierra en ambos extremos.

En este tipo de conexión, las pantallas están conectadas directamente entre sí y a tierra para que, en todos los puntos de la línea, las tensiones entre sí respecto a tierra se mantengan próximas a cero.

Las pantallas se conectarán entre sí y a tierra en los extremos de la línea subterránea. Para no superar las tensiones soportadas por la cubierta en líneas de gran longitud y elevada corriente de cortocircuito, es conveniente que en los puntos de empalme de los cables las pantallas se conecten entre sí y a tierra.

Con la utilización de este sistema de puesta a tierra no se disponen medidas para evitar la circulación de corrientes por las pantallas en régimen permanente. Estas corrientes inducidas por los conductores originan calor, con la consiguiente disminución de la capacidad de transporte considerada en los cálculos eléctricos de selección del cable.

*Figura 50. Sistema de puesta a tierra.*



Como condiciones de instalación preferentes, se colocarán los cables al tresbolillo y lo más juntos posibles para que se reduzca la tensión inducida en la pantalla y, por tanto, la corriente de circulación.

Como principales ventajas de este sistema de puesta a tierra de pantallas destacan:

- En régimen permanente, la tensión entre la pantalla y tierra a lo largo de la línea es próxima a cero, ya que se debe solo a la circulación capacitiva del cable.
- En régimen permanente la tensión de contacto en los extremos de las pantallas es nula para una distribución de cables al tresbolillo, caso de este proyecto.



## 9.6 LÍNEA AÉREA 20 kV

El tramo de línea aérea objeto del presente Proyecto, se define mediante la tensión de servicio y la potencia aparente transportada.

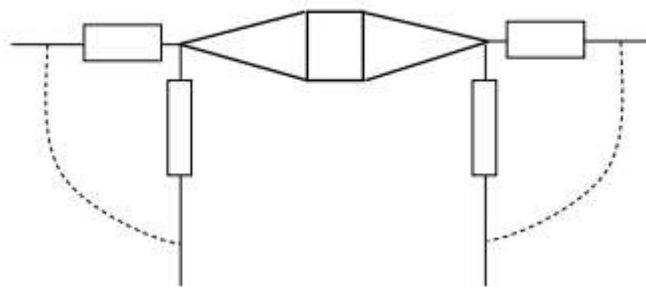
- Tensión 20 kV
- Potencia aparente: 2,78 MVA

### 9.6.1 Entronque

La conexión de la línea derivada con la principal se hará en un “puente flojo” de ambas, quedando prohibido que los conductores ejerzan esfuerzos mecánicos de tracción sobre las piezas de conexión, para lo cual el primer apoyo de la línea derivada se situará a una distancia inferior de 20 metros al apoyo de entronque.

La derivación se hará desde un apoyo de amarre existente, concretamente el A100492, propiedad de EDISTRIBUCION Redes Digitales S.L.U., hasta un apoyo de nueva construcción con función de final de línea denominado AP01 (PAS).

*Figura 51.- Esquema entronque en línea simple circuito*



El AP01 (PAS) será el primer apoyo de la nueva instalación y deberá ser calculado como apoyo final de línea, con objeto de no transmitir esfuerzos al apoyo de entronque (A100492) de la línea existente de EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales S.L.U.

En el AP01 (PAS) se instalarán los elementos de protección de la derivación y del Centro de Seccionamiento. En función de la  $I_{cc}$  de la derivación, la protección se ejecutará con diferentes aparatos:

- Para derivaciones con  $I_{cc} < 8\text{kA}$  se utilizarán cortacircuitos fusibles de expulsión.
- Para derivaciones con  $I_{cc} \geq 8\text{kA}$  se instalarán fusibles limitadores APR asociados a un interruptor-seccionador tripolar. En estos casos se deberá asegurar que existe la distancia de seguridad suficiente para la manipulación de los fusibles una vez abierto el seccionador asociado.

### 9.6.2 Conversión de la línea subterránea a aérea

En el tramo de subida hasta la línea aérea, el cable subterráneo irá protegido dentro de un tubo o bandeja cerrada de hierro galvanizado o de material aislante con un grado de protección contra daños mecánicos no inferior a IK10 según la norma UNE-EN 50102. El tubo o bandeja se obturará por su parte superior para evitar la entrada de agua y se empotrará en la cimentación del apoyo. Sobresaldrá



2,5 m por encima del nivel del terreno. En el caso de tubo, su diámetro interior será como mínimo 1,5 veces el diámetro aparente de la terna de cables unipolares, y en el caso de bandeja, su sección tendrá una profundidad mínima de 1,8 veces el diámetro de un cable unipolar, y una anchura de unas tres veces su profundidad.

Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. La conexión a tierra de los pararrayos no se realizará a través de la estructura del apoyo metálico, se colocará una línea de tierra a tal efecto, a la que además se conectarán, cortocircuitadas, las pantallas de los cables subterráneos.

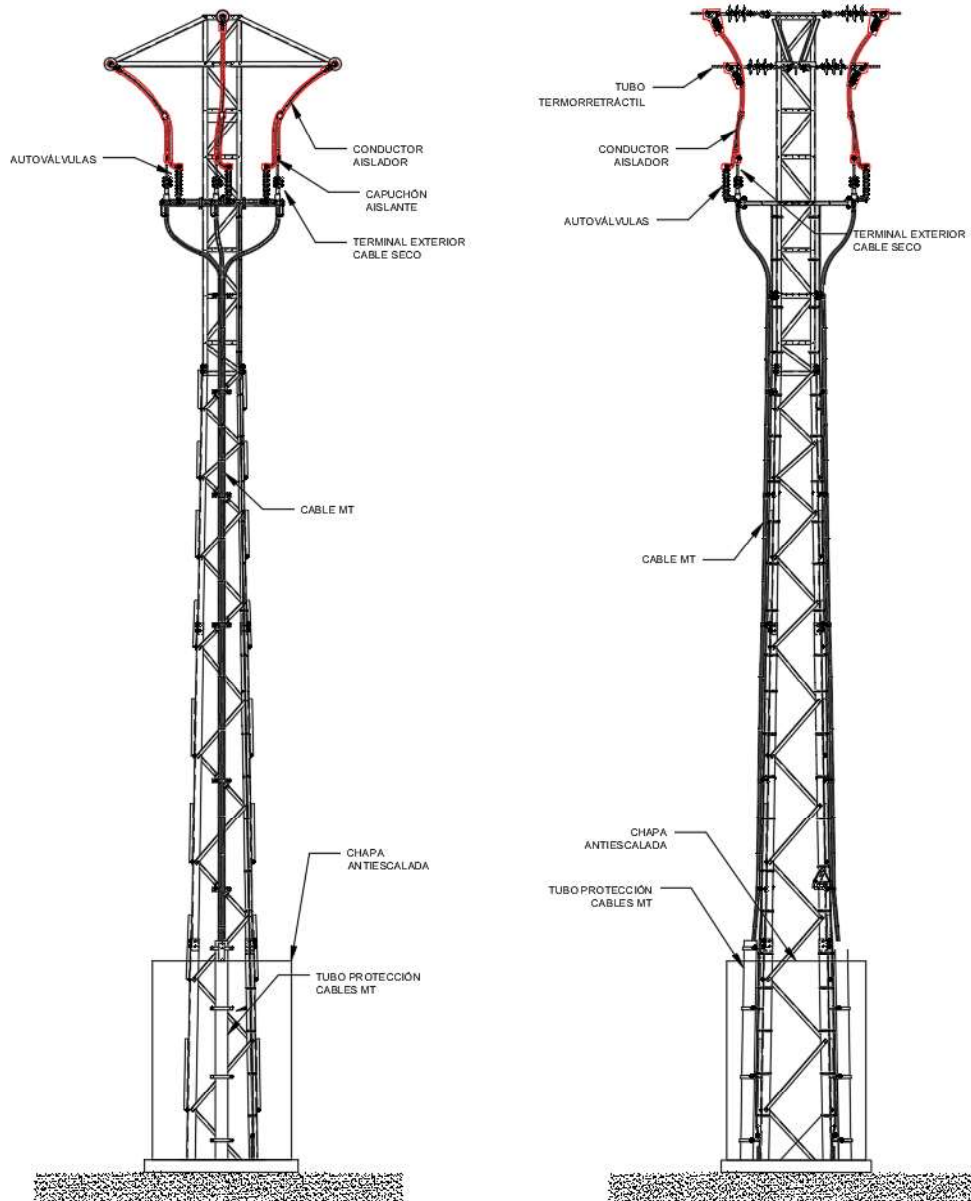
En el AP01 (PAS) se realizará un paso de subterráneo a aéreo, en el que se instalarán las botellas terminales y pararrayos. Se tendrán en cuenta los siguientes detalles constructivos.

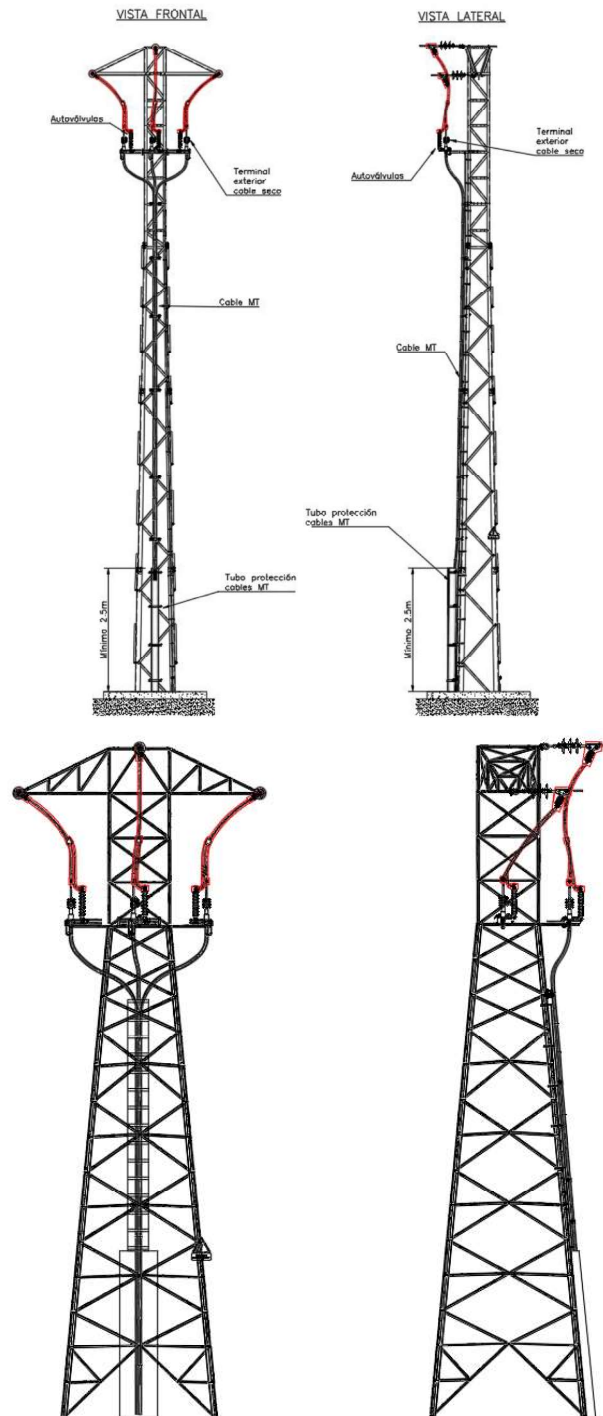
- Las 3 fases del cable subterráneo en el tramo de subida hasta la línea aérea irán protegidas dentro de un tubo o con bandeja cerrada de hierro galvanizado o de material aislante con un grado de protección no inferior a IK10 según la norma UNE-EN 50102. El interior de la bandeja será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable averiado. La bandeja se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua, y se empotrará en la cimentación del apoyo. En el caso de tubo, su diámetro interior será como mínimo 1,5 veces el diámetro aparente de la terna de cables unipolares, y en el caso de bandeja,
- Deberán instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos. La conexión a tierra de los pararrayos no se realizará a través de la estructura del apoyo metálico. Los terminales de tierra de los pararrayos se conectarán directamente a las pantallas metálicas de los cables y entre sí, mediante una conexión y sin curvas pronunciadas.
- El tubo o bandeja de protección protegerá los conductores hasta el soporte del conductor al que irá sujeto hasta la conexión del terminal.
- Los cables se protegerán, en su parte más próxima al suelo, mediante una canaleta metálica de 3 metros de altura que se empotrará 50 cm en el terreno.
- El apoyo tendrá una chapa metálica antiescalada hasta una altura de 2,5 m.

En la siguiente figura se representa un esquema del apoyo conversión aéreo-subterráneo.



Figura 52.- Esquema del apoyo conversión aérea-subterránea





### 9.6.3 Botellas, Terminales y Autoválvulas

En el apoyo AP01 (PAS), de paso aéreo-subterráneo, la conexión entre el cable subterráneo y la línea aérea se realizará mediante una botella terminal de tipo exterior unipolar por fase anteriormente representada.

Cada botella terminal de tipo exterior unipolar se instalará en las crucetas del apoyo de paso aéreo-subterráneo en los soportes especiales diseñados para su instalación.



Se instalarán botellas terminales de exterior, de tensión máxima 24 kV.

La pantalla del cable se conecta al plato base del terminal, y a través de la caja de conexión de tierra pueden descargarse las intensidades circulantes en la pantalla. Los materiales poliméricos de las superficies expuestas a contorneo deberán ser resistentes a la formación de caminos de carbón y a la erosión (antisurco), debiendo cumplir con los ensayos especificados en la UNE 21361.

La cubierta de los terminales de cable para exterior será resistente a la intemperie y cumplirá con el ensayo especificado en el Capítulo 8 de la norma UNE 21030. Por último, los terminales deberán permitir un radio de curvatura igual al del cable sobre los que se instalan, de acuerdo con las Normas UNE 20435-1 y UNE 20435-2.

Para la protección de la instalación contra sobretensiones, se colocarán autoválvulas-pararrayos en el apoyo A100492. Deberán cumplir la norma IEC 60099-4. Estos elementos irán en el mismo herraje que los terminales y se dispondrán entre la línea aérea y el terminal. Cada autoválvula instalada dispondrá de un cable de puesta a tierra aislado independiente, en el que se instalará un contador de descargas.

### 9.6.3.1 Terminales exteriores

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

Las terminaciones serán adecuadas al tipo de conductor empleado, para el caso de la línea de Media Tensión:

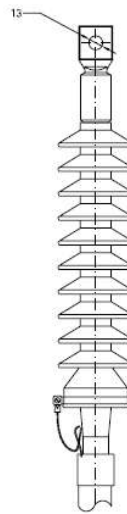
- Terminaciones convencionales contráctiles o enfiabiles en frío, tanto de exterior como de interior: se utilizarán estas terminaciones para la conexión a instalaciones existentes con celdas de aislamiento al aire o en las conversiones aéreo-subterráneas.

*Tabla 10.-Terminal de exterior*

Descripción	240 mm <sup>2</sup>
Tensión nominal U <sub>0</sub> /U	12/20 kV
Tensión más elevada de la red U <sub>m</sub>	24 kV
Tensión a impulsos tipo rayo	125 kV cresta
Tensión soportada a frecuencia industrial	50 kV
Línea de fuga	>= 550 mm.
Intensidad nominal	415 A
Limite térmico (T=160 °C 1s)	21 kA



*Figura 53. Terminales de exterior.*



### 9.6.3.2 Autoválvulas

Los pararrayos se ajustarán a la norma UNE-EN-60099.

Con objeto de proteger los cables contra las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas se instalará una autoválvula o pararrayos en el apoyo AP01 (PAS), en el inicio de la línea subterránea en el apoyo.

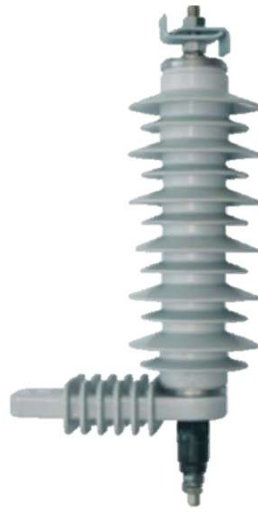
Las características del pararrayos vienen reflejadas en la siguiente tabla.

*Tabla 11.- Características Pararrayos*

Descripción	Valor
Tensión de Red	20 kV
Aislamiento exterior	Material polimérico
Tensión nominal Ur	24 kV
Tensión máxima servicio continuo	19,5 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Clase de descarga de línea	2
Impulso de sobretensiones 4/10 $\mu$ s	100 kA
Tensión residual máxima onda 8/20 $\mu$ s	79,2 kV
Tensión de cresta BIL	150 kV
Tensión bajo la lluvia 50Hz	63 kV
Longitud	310 mm
Línea de fuga mínima fase tierra	603 mm



*Figura 54.- Autoválvulas pararrayos*



#### 9.6.4 Características generales de la línea aérea de media tensión

A continuación, se describen las características generales de la línea eléctrica aérea de media tensión.

Las características generales de la línea aérea proyectada entre el apoyo AP01 (PAS) y el apoyo AP02 (A100492), serán los descritos en la Tabla 12.

#### TRAMO II:

*Tabla 12.- Características generales Línea Aérea de Media Tensión*

Parámetros	Descripción
Origen	AP01 (PAS)
Fin	AP02 (A100492)
Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia (Hz)	50
Tensión de servicio (kV)	20
Tensión más elevada de la red (kV)	24
Potencia Aparente (MVA)	2,78
Capacidad térmica de transporte por circuito	8,13 MVA (verano) 9,85 MVA (invierno)
Número de circuitos	2
Número de conductores por fase	1
Tipo de Crucetas	Doble Circuito (en "N")
Tipo de Apoyos	Torres metálicas de celosía
Conductor de Fase	LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
Aislamiento	Polimérico
Cimentaciones	Monobloque
Longitud total	16 m
Zonas por donde discurre	A
N.º de Apoyos	2



Parámetros	Descripción
Términos Municipales afectados	Vejer de la Frontera
Provincias afectadas	Cádiz

### 9.6.5 Datos topográficos

En la siguiente tabla se incluye la relación de los datos topográficos de los apoyos que se proyectan para la construcción de esta línea:

*Tabla 13.- Datos topográficos de los apoyos de la línea de Media Tensión*

N.º Apoyo	Función Apoyo	Vano Anterior (m)	Vano Posterior (m)	Cota del terreno (m)	Ángulo Interior (g)	Seguridad reforzada
AP01	FL	0	16	24,77		NO
AP02	FL	16	0	26,13		NO

### 9.6.6 Datos de la línea

Circular con cueva	Fase
TENSIÓN (KV)	20
CONDUCTOR	LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
NÚMERO FASES	6
NÚMERO COND/FASE	1
LONGITUD CADENA SUSPENSIÓN (m)	0,58
LONGITUD CADENA AMARRE (m)	0,58
ALTURA DEL PUENTE (m)	0,58
TEMPERATURA MAX. TENDIDO (°C)	70
VELOCIDAD VIENTO (Km/h)	120

### 9.6.7 Conductor de fase empleado línea aérea de Media tensión

El conductor de fase a utilizar en la línea aérea es el LARL-56 (47-AL1/8-ST1A), es un conductor de aluminio-acero galvanizado, cuyas características principales se indican en la tabla siguiente:

*Tabla 14.- Características conductor de fase Línea Aérea 20 kV*

Parámetros	Descripción
Conductor	LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	46,8
Sección de acero (mm <sup>2</sup> )	7,8
Sección total (mm <sup>2</sup> )	54,6
Composición	6+1
Diámetro de total (mm)	9,45
Carga de rotura (daN)	1640
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> )	7900
Coefficiente de dilatación (°C <sup>-1</sup> )	19,1·10 <sup>-6</sup>
Resistencia a 20 °C (Ω/km)	0,6136
Peso (kg/km)	189,1

### 9.6.8 Apoyos

Los apoyos han sido seleccionados del catálogo del fabricante IMEDEXSA o similar. Este fabricante construye apoyos cumpliendo con las características indicadas en el R.D. 223/2008. El tipo de apoyos es variable a lo largo de la línea,



se han seleccionado los apoyos más apropiados consultando al fabricante IMEDEXSA, para cada situación en función de los esfuerzos que ha de resistir y las alturas que tienen que mantener.

Todos los apoyos son torres tronco piramidal de sección construida con perfiles angulares galvanizados, unidos mediante tornillería. El fuste tronco piramidal se ancla al terreno con cimentación de un único bloque de hormigón (monobloque).

Las funciones de los apoyos serán:

**Apoyo de alineación (AL):** Se utiliza cuando el trazado de la línea no experimenta cambios en su dirección. Es un apoyo con cadenas de suspensión o de amarre.

**Apoyo de amarre (AM):** Es un apoyo con cadenas de amarre.

**Apoyo de ángulo (AN):** Se utiliza cuando el trazado de la línea experimenta un cambio en dirección. Es un apoyo con cadenas de amarre.

**Apoyo de anclaje (ANC):** Son apoyos con cadenas de aislamiento de amarre destinado a proporcionar un punto firme en la línea. Limitará, en este punto, la propagación de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional.

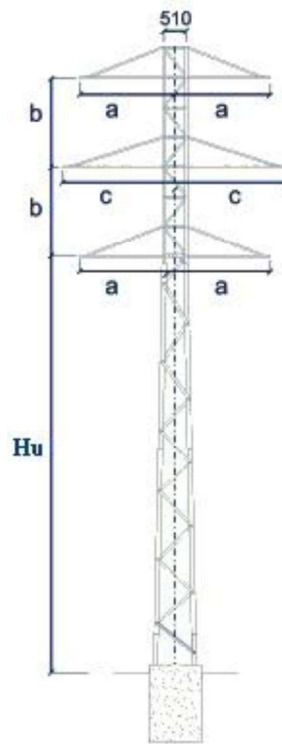
Para el montaje de los apoyos se habilitará una plataforma de montaje que se adaptará al espacio disponible en las inmediaciones de las ubicaciones de los apoyos proyectados siempre que sea posible.

Las distintas acotaciones de alturas de los apoyos tienen:

- Hu: es la altura mantenida entre el suelo y las semicrucetas, en metros.
- Ht: es la altura mantenida entre el suelo y la punta de cabeza, en metros

Los armados tipo doble circuito "N" están formados por tres partes: Cabeza, Cruceta y Cúpula.

- b: es la distancia mantenida entre las crucetas, en metros.
- a y c: es la distancia en el brazo de la cruceta, en metros



Los apoyos nuevos a instalar tienen las siguientes características reflejadas en la tabla siguiente.

*Tabla 15.- Características de los apoyos a instalar*

Apoyo		Tipo de torre	Tipo cruceta	Torre seleccionada	Dimensiones (m)				Denominación torre	Código armado	Peso total (kg)
N.º	Función				"b"	"a"	"c"	"h"			
AP01	FL	R.U.	N	C-4500	1,8	1,5	1,5		C-4500-16	N2330	1208
AP02	FL	R.U.	N	C-4500	1,8	1,5	1,5		C-4500-16	N2330	1208

\*Nota: Los pesos del apoyo pueden variar.

### 9.6.9 Aislamientos y Herrajes

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de compuesto para poder soportar un nivel de contaminación ligero, clasificado en el R.D. 223/2008 como Zona I. Pudiendo tomarse Zona I debido a las características del medio agrícola que rodea la instalación, se justifica la elección de Zona II (nivel de contaminación media) para garantizar una mayor seguridad.

El diseño y formación de las cadenas de aislamiento, así como los elementos que integran las cadenas de aisladores en el presente proyecto será tal que cumplan los requisitos establecidos en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-07 Apartado 2.3 y 4.4. Asimismo, dicho aislamiento será elegido de acuerdo al MT 2.23.49.

Las características eléctricas que han de cumplir se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 16.- Características eléctricas del aislador*

Tensión nominal (kV)	30
----------------------	----



Tensión más elevada (kV eficaces)	36
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV eficaces)	70
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo (kV cresta)	170

Las características del aislador seleccionado se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 17.- Características del aislador**

Denominación	CS 70 EB 170-1250-1150
Nivel de tensión (kV)	36
Nivel de polución IEC 60815-3 (1)	"e" (polución muy fuerte)
Carga de rotura mecánica (daN)	70
Línea de fuga (mm)	1340
Longitud total (L) ±10 mm	1150
Masa aproximada (kg)	2,5
Código	GSCC010/11
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	75
Tensión soportada con onda de impulso tipo rayo (kV)	330

- (1) La línea de fuga se establece s/IEC 60 815-3, en base a considerar los siguientes valores unitarios por kV, de las tensiones más elevadas entre fase-tierra ( $U_m/\sqrt{3}$ ), correspondientes a las nominales fijadas:
- Nivel "c" (polución media): 34,7 mm/kV.
  - Nivel "e" (polución muy fuerte) = 53,7 mm/kV

De acuerdo con la carga de rotura asignada al aislador, el mínimo coeficiente de seguridad a la rotura en las cadenas de amarre es el que puede llegar a soportar la máxima tracción de los conductores.

$$C_{S_{min}} = \frac{\text{carga de rotura del aislador (daN)}}{T_{max} \text{ del conductor (daN)}}$$

Datos necesarios	
Coefficiente de seguridad	3
% tense máximo permitido	40%
Tense máximo conductor	686,4655 daN
n(nº conductores por fase)	1

Cadenas de amarre	
Crmin (amarre)	2059,40 daN

Cadenas de suspensión	
Crmin (suspensión)	1544,55 daN

Comprobación cadenas amarre	
Selección aislador	CS 70 EB 170-1250-1150
Carga de rotura aislador	7000 daN
Número de cadenas necesarias	1



Carga rotura cadena	7000 daN
C.S.	10,20
Carga de rotura cadenas	CUMPLE

Comprobación cadenas suspensión	
Selección aislador	CS 70 EB 170-1250-1150
Carga de rotura aislador	7000 daN
Número de cadenas necesarias	1
Carga rotura cadena	7000 daN
C.S.	13,60
Carga de rotura cadenas	CUMPLE

El coeficiente mínimo de seguridad fijado en el artículo 3.4 del Reglamento ITC-LAT 07 es de 3, por lo que ambas cadenas cumplen.

Longitud y peso de la cadena aisladores	
Selección aislador	CS 70 EB 170-1250-1150
Paso del aislador	1150 mm
Peso del aislador	2,5 kg
Número de aisladores por cadena suspensión	1
Número de aisladores por cadena amarre	1
Longitud herrajes amarre	349,5 mm
Peso herrajes amarre	5,62 kg
Longitud herrajes suspensión	303 mm
Peso herrajes suspensión	5,79 kg
Peso aisladores de una cadena sus	2,5 kg
Peso aisladores de una cadena am	2,5 kg
<b>Longitud de la cadena de amarre</b>	<b>1,3435 m</b>
<b>Longitud cadena de suspensión</b>	<b>1,343 m</b>

Según el MT 2.21.56, los herrajes de cadena tanto para el conductor como para el cable de tierra, están fabricados por estampación en caliente de aceros de alta resistencia, que posteriormente reciben un tratamiento para eliminar las tensiones internas y obtener una estructura homogénea. Su acabado es galvanizado por inmersión en caliente. La tornillería es de acero de alta resistencia galvanizado en caliente.

### 9.6.10 Descripción de las cadenas

Las cadenas que componen cada apoyo, y que sostienen al conductor están formadas por diferentes componentes, como son los aisladores y herrajes. Veamos las características de todos los elementos que las componen, y una descripción de las cadenas según los diferentes apoyos:

#### 9.6.10.1 Cadena de suspensión ("simples")

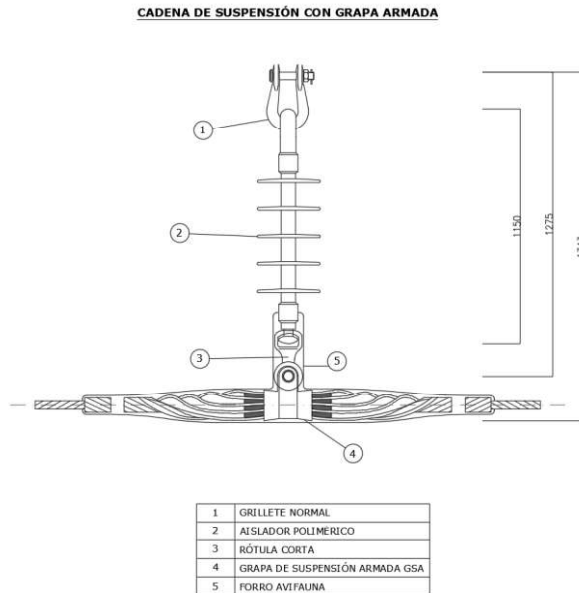
Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.



El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo:..... COMP-66-70-820
- Material:..... Polimérico
- Diámetro (mm): ..... 128
- Línea de fuga (mm):..... 1728
- Peso (Kg):..... 3,2
- Carga de rotura (Kg): ..... 7000
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV):..... 165
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV):..... 380

**Figura 55. Cadena de suspensión simple**



**9.6.10.2 Longitud de la cadena de suspensión:**

- Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) (m):      1,32

**9.6.10.3 Herrajes**

Veamos las características de los herrajes utilizados para las cadenas de suspensión en el proyecto de esta línea:

Herraje	Tipo	Peso aproximado (Kg)	Carga de rotura (Kg)
Grapa de Suspensión	GS_2	0,7	6000
Grilletes Recto	GN	0,45	13500
Anilla bola	AB_16	0,45	11000
Rótula corta	R-16	0,5	11000



#### 9.6.10.4 Cadena de amarre (“simples”)

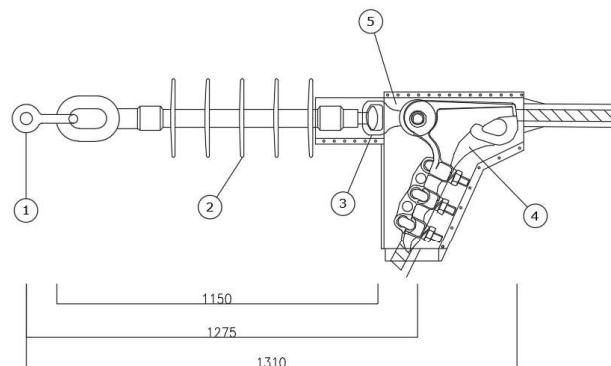
Se utilizarán aisladores que superen las tensiones reglamentarias de ensayo tanto a onda de choque tipo rayo como a frecuencia industrial, fijadas en el artículo 4.4 de la ITC07 del R.L.A.T. La configuración elegida es de cadenas simples.

El aislador elegido, y sus características, es:

- Tipo:..... COMP-66-70-820
- Material:.....Polimérico
- Diámetro (mm): ..... 128
- Línea de fuga (mm):..... 1728
- Peso (Kg):..... 3,2
- Carga de rotura (Kg): ..... 7000
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV):..... 165
- Tensión soportada al impulso de un rayo (kV):.....380

*Figura 56. Cadena de amarre simple*

**CADENA DE AMARRE SENCILLO CON GRAPA**



1	GRILLETE NORMAL
2	AISLADOR POLIMÉRICO
3	RÓTULA CORTA
4	GRAPA DE AMARRE
5	FORRO AVIFAUNA

#### 9.6.10.5 Longitud de la cadena de amarre y altura del puente

- Longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) (m): 1,32
- Altura del puente en apoyos de amarre (m): 1,32
- Ángulo de oscilación del puente (°): 20



### 9.6.10.6 Herrajes

Veamos las características de los herrajes utilizados para las cadenas de amarre en el proyecto de esta línea:

Herraje	Tipo	Peso aproximado (Kg)	Carga de rotura (Kg)
Grapa de Amarre	GA_2	1	6000
Grilletes Recto	GN	0,45	13500
Anilla bola	AB_16	0,45	11000
Rótula corta	R-16	0,5	11000

### 9.6.11 Descripción de cadenas según tipo de apoyos

#### 9.6.11.1 Apoyos de fin de línea

En los apoyos de fin de línea se montarán los siguientes elementos:

*6 cadenas simples de aisladores poliméricos, – Aisladores tipo COMP-66-70-820*

*6 Ud. – Grapa de amarre GA\_2*

6 Ud. - Grilletes Recto , tipo GN.

6 Ud. - Anilla bola , tipo AB\_16.

6 Ud. - Rótula corta , tipo R-16.

#### 9.6.12 Empalmes, Conexiones y Retenciones

En todo lo referente a empalmes, conexiones y retenciones se tendrá que cumplir lo indicado en el artículo 2.1.6 de la ITC-07 del R.D. 223/2008.

Los empalmes de los conductores se realizarán mediante piezas adecuadas a la naturaleza, composición y sección de los conductores. Lo mismo el empalme que la conexión no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95% de la carga de rotura del cable empleado.

Queda prohibida la ejecución de empalme en conductores por la soldadura de los mismos. Con carácter general los empalmes no se realizarán en los vanos sino en los puentes flojos entre cadenas de amarre. En cualquier caso, se prohíbe colocar en la instalación de una línea más de un empalme por vano y conductor. Solamente en la explotación, en concepto de reparación de una avería, podrá consentirse la colocación de dos empalmes.

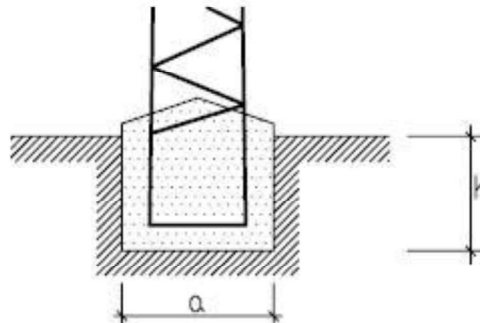
Cuando se trate de la unión de conductores de distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectúe en el puente de conexión de las cadenas de amarre. Las piezas de empalme y conexión serán de diseño y naturaleza tal que eviten los efectos electrolíticos, si éstos fueran de temer, y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

#### 9.6.13 Cimentaciones

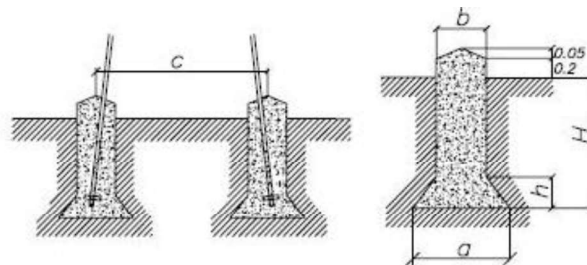
La cimentación del apoyo objeto de este proyecto se representa en la siguiente figura.



*Figura 57.- Tipo de cimentación monobloque*



*Figura 58.- Tipo de cimentación tetrabloque*



Los apoyos disponen de cimentación de tipo monobloque.

Las dimensiones de las cimentaciones han sido calculadas con el programa informático IMEDEXSA suponiendo un terreno normal (resistencia característica a compresión de 3 daN/cm<sup>2</sup> y ángulo de arranque de las tierras de 30°).

En caso de tener un terreno con coeficiente de compresibilidad inferior al indicado por el fabricante se deberá proceder a su validación.

Es importante resaltar que no se ha realizado un estudio detallado del terreno, se ha hecho un análisis aproximado del tipo de terrenos existentes en la zona y se ha llegado a la conclusión de que el terreno es normal.

Los datos de las cimentaciones para cada apoyo se representan en la siguiente tabla.

*Tabla 18.- Cimentación de apoyos*

N.º de Apoyo	Apoyo	Tipo de Terreno	Tipo de Cimentación	Dimensiones (m)					Volumen Excavación (m <sup>3</sup> )	Volumen Hormigón (m <sup>3</sup> )
				a	h	b	H	c		
AP01	C-4500-16	Normal	Monobloque	1,16	2,47				3,32	3,59
AP02	C-4500-16	Normal	Monobloque	1,16	2,47				3,32	3,59

### 9.6.14 Movimiento de tierras

El movimiento total de tierras de la excavación de los apoyos es aproximadamente de 6,65 m<sup>3</sup>. Esta tierra será transportada hasta el vertedero más próximo. Para la puesta a tierra, se hará una zanja alrededor que una vez alojada la pica vertical y el conductor del apoyo se tapaná con la misma tierra



### 9.6.15 Protección de la avifauna

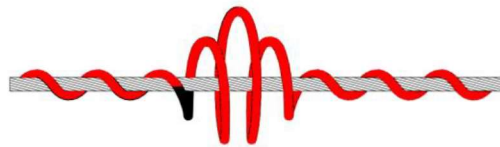
Son elementos diseñados para evitar que las aves choquen contra el cable de la línea haciéndola más visible.

Se aislarán los conductores. De igual modo se aislarán los conductores de conexión en los apoyos especiales (seccionamiento, conversiones aéreo-subterránea ...). Los forros serán acordes a los especificados en la Norma BNA001 Forros de protección anti-electrocución de la avifauna en líneas eléctricas de distribución.

Se instalarán dispositivos de chapa salvapájaros y castillete en las crucetas de los apoyos para evitar la posada y nidificación de las aves y así prevenir electrocuciones.

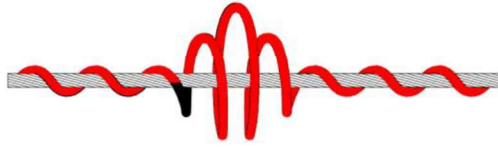
Para evitar que las aves colisionen con la línea, se colocarán espirales salvapájaros, modelo SPD-17,51/21,8 se colocarán de forma alternada en los conductores de fase cada 10 metros.

*Figura 59.- Salvapájaros tipo*



*Figura 60. Forros avifauna (falta suspensión)*



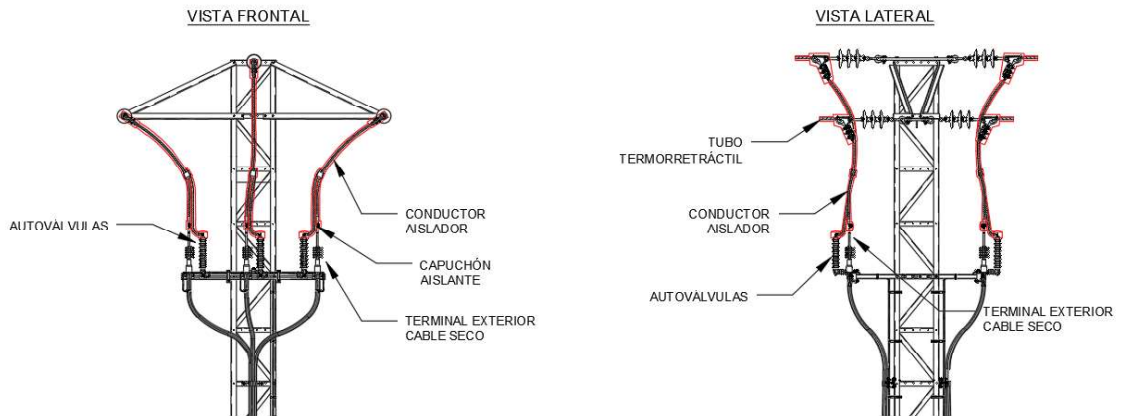


*Figura 61. Forros avifauna en crucetas de amarre*



*Figura 62. Forros avifauna en crucetas de suspensión*







## 9.6.16 Sistemas de Puesta a tierra

### 9.6.16.1 Normas generales

La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC-07 del R.D. 223/2008, considerando que la línea dispone de un sistema de desconexión automática, con un tiempo de despeje de la falta inferior a 1 segundo.

### 9.6.16.2 Clasificación de los apoyos según su ubicación:

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



- Apoyos NO frecuentados. Son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.
- Apoyos Frecuentados. Son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día.

Básicamente se considerarán apoyos frecuentados los situados en:

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

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

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

En estos casos, no obstante, habrá que garantizar que se cumplan las tensiones de paso aplicadas. A su vez, los apoyos frecuentados se clasifican en dos subtipos:

En estos casos, no obstante, habrá que garantizar que se cumplan las tensiones de paso aplicadas. A su vez, los apoyos frecuentados se clasifican en dos subtipos:

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

$$R_a = R_{a1} + R_{a2} = 1.000 + 1,5\rho_s$$

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



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

$$R_a = R_{a2} + 1,5p_s$$

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

### 9.6.16.3 Diseño del sistema de puesta a tierra

El diseño del sistema de puesta a tierra cumple los siguientes criterios básicos.

- Resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la corrosión.
- Resistencia desde un punto de vista térmico.
- Garantizar la seguridad de las personas con respecto a las tensiones que aparezcan durante una falta a tierra.
- Proteger de daños a propiedades y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea.

A continuación, se describe el diseño del sistema de puesta a tierra para cada tipo de apoyo según su ubicación:

#### **Apoyo no frecuentados (NF)**

En este caso, se realizará para cada apoyo una toma de tierra.

La toma de tierra se completará con la instalación de una zanja de 0,40 metros de ancho y 0,8 metros de profundidad.

Mediante una pica de cobre de 14 mm de diámetro y 2,00 m de longitud hincadas verticalmente en el terreno en apoyos monobloque y tetrabloque.

En el caso, de no ser suficiente para asegurar las tensiones de paso y contacto, se incluirá un sistema mixto de picas y anillos de cobre o acero de forma perimetral, situado a una distancia de 1 metro de los montantes y enterrado a una profundidad mínima dependiendo del terreno, el cual se unirá solidariamente a cuatro picas de cobre de 14 mm de diámetro y 2,00 m de longitud hincadas verticalmente en el terreno.

La distancia entre las picas del anillo será superior a una vez y media la longitud de la pica.

#### **Apoyo frecuentados (F)**

En este caso, se realizará para cada apoyo una toma de tierra igual que para el caso de los apoyos no frecuentados y se completará con la realización de un primer anillo y picas.

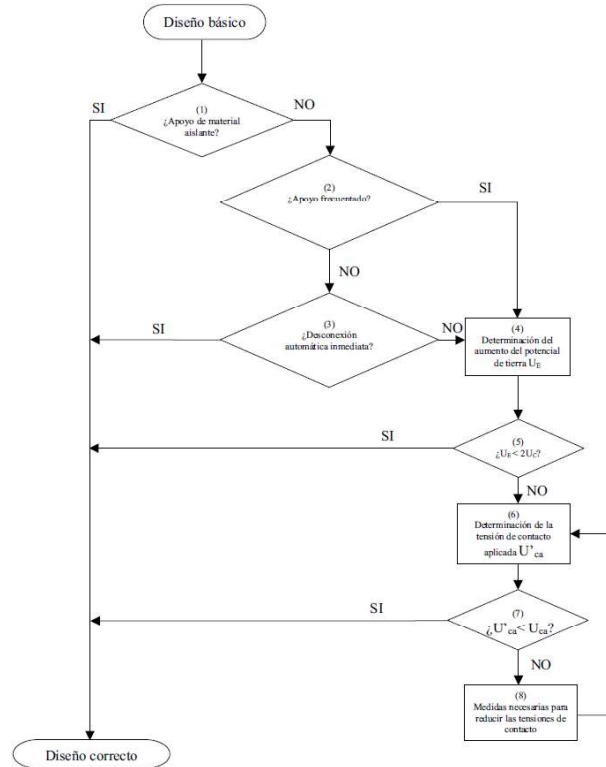
Si no fuese suficiente, para asegurar las tensiones de paso y contacto, se añadirá un segundo anillo y picas.

La distancia entre picas cumplirá con la vez y media su longitud.

### 9.6.16.4 Verificación del diseño del sistema de puesta a tierra



La verificación del diseño del sistema de puesta a tierra se realizará según establece el R.D. 223/2008 en su apartado 7.3.4.3 de la ITC-07.



Cuando se produce una falta a tierra, partes de la instalación se pueden poner en tensión, y en el caso de que una persona o animal estuviese tocándolas, podría circular a través de él una corriente peligrosa.

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada,  $U_{ca}$ , según establece el R.D. 223/2008 en el apartado 7.3.4.1 de la ITC-07 a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies desnudos, en función de la duración de la corriente de falta, se muestra en la tabla siguiente:

*Tabla 19.- Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta  $t_f$*

Duración de la corriente de falta, $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
0,05	735
0,10	633
0,20	528
0,30	420
0,40	310
0,50	204
1,00	107
2,00	90
5,00	81
10,00	80



Duración de la corriente de falta, $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
>10,00	50

A efectos prácticos del proyecto, la verificación del sistema de puesta a tierra se realizará de la siguiente forma:

**Apoyos no frecuentados:** El tiempo de desconexión automática en las líneas de categoría especial es inferior a 1s por lo que según establece el R.D. 223/2008 en el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT 07, en el diseño del sistema de puesta a tierra de estos apoyos no será obligatorio garantizar, a un metro de distancia del apoyo, valores de tensión de contacto inferiores a los valores admisibles. En definitiva, el diseño del sistema de puesta a tierra se considerará satisfactorio desde el punto de vista de la seguridad de las personas, sin embargo, el valor de la resistencia de puesta a tierra será lo suficientemente bajo para garantizar la actuación de las protecciones en caso de defecto a tierra. Se realizará la medida de la resistencia de puesta a tierra de todos sus apoyos.

**Apoyos frecuentados:** El diseño del sistema de puesta a tierra se podrá considerar correcto si la elevación del potencial de tierra, es menor que dos veces el valor admisible de la tensión de contacto  $U_c$ , considerando, en cada caso concreto, las resistencias adicionales que intervengan en el circuito de contacto. Si no fuese así se deberá comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo sancionado por la práctica que los valores de las tensiones de contacto aplicada,  $U'_{ca}$ , que se calcula, a un metro de distancia de la estructura, para la instalación proyectada en función de la geometría de la misma, de la corriente de puesta a tierra que considere y de la resistividad correspondiente al terreno, no superen, en las condiciones más desfavorables, los valores admisibles.

### 9.6.17 Distancias mínimas de seguridad

Cuando las circunstancias lo requieran y se necesite efectuar cruzamientos o paralelismos, éstos se ajustarán a lo preceptuado los puntos 5 de la ITC-LAT 06 y 5 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008.

La seguridad en los cruzamientos en el tramo aéreo de la línea se reforzará con diversas medidas adoptadas a lo largo de la línea. Estas medidas se resumen a continuación:

- En las cadenas de suspensión se utilizarán grapas antideslizantes y en las cadenas de amarre grapas de compresión.
- El conductor y el cable de protección tienen una carga de rotura muy superior a 1.200 daN.

A continuación, se indican la tabla base para determinar distancias y se detallan distintos casos de cruzamiento con las distancias de seguridad para este proyecto.



**Tabla 20.- Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas**

Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	Del (m)	Dpp (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

### 9.6.17.1 Distancia entre conductores

La distancia entre los conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo en presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Con este objeto, la separación mínima entre los conductores de fase se determinará por la siguiente formula:

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

- D es la separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.
- K es el coeficiente de la oscilación de los conductores con el viento. Los valores de las tangentes del ángulo de oscilación de los conductores vienen dados, para cada caso de carga, por el cociente de la sobrecarga de viento dividida por el peso propio más la sobrecarga de hielo si procede según zona, por metro lineal del conductor, estando la primera determinada para una velocidad de viento de 120 km/h. En función de estos y de la tensión nominal de la línea se establecen unos coeficientes K. Los valores se tomarán de la siguiente tabla:

**Tabla 21.- Coeficiente K en función del ángulo de oscilación**

Ángulo de oscilación	Línea de tensión nominal superior a 30 kV	Línea de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
>65	0,7	0,65
40<=x<=65	0,65	0,6
<40	0,6	0,55

- K': coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea



- $K' = 0,85$  para líneas de categoría especial
- $K' = 0,75$  para el resto de líneas
- F: flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3.
- L: longitud en metros de la cadena de suspensión. En caso de cadenas de amarre o aisladores rígidos,  $L = 0$ .
- Dpp: Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de Dpp se indican dentro de la misma memoria en el apartado anterior, distancias de seguridad y dependen de la tensión más elevada de la línea.

El cálculo de separación entre conductores de fase, se calcula de tres formas diferentes, y seleccionar de entre los resultados obtenidos el más desfavorable, es decir, se debe introducir en la expresión de la distancia, cada una de las tres flechas máximas obtenidas junto con su correspondiente coeficiente K.

#### 9.6.17.2 Distancia entre conductores y a partes puestas a tierra

Este apartado corresponde al punto 5.4.2 de la ITC-07 del R.D. 223/2008.

La distancia entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a  $D_{el}$ , con un mínimo de 0,2 m.

El valor de  $D_{el}$  viene indicado en la Tabla 20 en función de la tensión más elevada de la red, siendo  $D_{el}$  para líneas de 20 kV igual a 0,22 m.

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

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

#### 9.6.17.3 Distancias al terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables

Este apartado corresponde al punto 5.5 de la ITC-07 del R.D. 223/2008.

La distancia mínima al terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables vendrá dada por la fórmula:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \text{ (m)}$$

con un mínimo de 6 metros.

Los valores de  $D_{el}$  se indican en la Tabla 20 en función de la tensión más elevada de la línea, por tanto, la distancia mínima será de 6 m para líneas de 20 kV.

#### 9.6.17.4 Distancias a líneas eléctricas aéreas o líneas de telecomunicación

Este apartado corresponde al punto 5.6 de la ITC-07 del R.D. 223/2008.

Las líneas de telecomunicación son consideradas como líneas de baja tensión.



En el cruce con líneas eléctricas, se situará a mayor altura la de tensión más elevada.

Se procurará que el cruce se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea más elevada, atendiendo a los criterios que se exponen a continuación.

La distancia entre los conductores de la línea inferior y los elementos más próximos de los apoyos de la línea superior no será inferior al valor dado por la fórmula:

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

con un mínimo de:

2 metros para líneas de tensión hasta 45 kV.

3 metros para líneas de tensión superior a 45 kV y hasta 66 kV.

4 metros para líneas de tensión superior a 66 kV y hasta 132 kV.

5 metros para líneas de tensión superior a 132 kV y hasta 220 kV.

7 metros para líneas de tensión superior a 220 kV y hasta 400 kV.

Los valores  $D_{el}$  se indican en la tabla 15 de la ITC-LAT-07 en función de la tensión más elevada de la línea de inferior tensión.

La distancia vertical mínima entre los conductores de ambas líneas en las condiciones más desfavorables no será inferior al valor dado por la fórmula:

$$D_{add} + D_{pp} \text{ (m)}$$

Tomando el valor de  $D_{add}$  que corresponde para la tensión nominal de la línea según la tabla siguiente:

*Tabla 22.- Distancias de aislamiento adicional*

Tensión nominal de la red (kV)	$D_{add}$ (m)
66	2,5
132	3,0
220	3,5
400	4

La distancia mínima vertical entre fases en el punto de cruce resulta de 2,75 m para cruces con líneas iguales o inferiores a 20 kV.

Para el resto, se tendrá en cuenta la tensión de la línea que cruce.

#### 9.6.17.5 Distancia a carretera

Para la instalación de los apoyos, tanto en el caso de cruzamiento como en el caso de paralelismo, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

Para la Red de Carreteras del Estado, la instalación de apoyos se realizará preferentemente detrás de la línea límite de edificación y a una distancia a la arista exterior de la calzada superior a vez y media su altura. La línea límite de edificación es la situada a 50 metros en autopistas, autovías y vías rápidas, y a 25



metros en el resto de carreteras de la Red de Carreteras del Estado de la arista exterior de la calzada.

Para las carreteras no pertenecientes a la Red de Carreteras del Estado, la instalación de los apoyos deberá cumplir la normativa vigente de cada comunidad autónoma aplicable a tal efecto.

- Independientemente de que la carretera pertenezca o no a la Red de Carreteras del Estado, para la colocación de apoyos dentro de la zona de afección de la carretera, se solicitará la oportuna autorización a los órganos competentes de la Administración. Para la Red de Carreteras del Estado, la zona de afección comprende una distancia de 100 metros desde la arista exterior de la explanación en el caso de autopistas, autovías y vías rápidas, y 50 metros en el resto de carreteras de la Red de Carreteras del Estado.

En circunstancias topográficas excepcionales, y previa justificación técnica y aprobación del órgano competente de la Administración, podrá permitirse la colocación de apoyos a distancias menores de las fijadas.

#### 9.6.17.6 Cruzamientos

La distancia mínima de los conductores de la línea eléctrica sobre las cabezas de los carriles será la misma que para cruzamientos con carreteras.

#### 9.6.17.7 Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses

Para la instalación de los apoyos, tanto en el caso de paralelismo como en el caso de cruzamientos, se seguirá lo indicado en el apartado anterior, para ferrocarriles sin electrificar.

#### 9.6.17.8 Cruzamientos

Son de aplicación las prescripciones especiales definidas en el apartado 5.3. de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008. En el cruzamiento entre las líneas eléctricas y los ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses, la distancia mínima vertical de los conductores de la línea eléctrica, con su máxima flecha vertical, según las hipótesis del apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008, sobre el conductor más alto de todas las líneas de energía eléctrica, telefónicas y telegráficas del ferrocarril será de:

$$D_{add} + D_{del} = 3,5 + D_{del} \text{ en metros,}$$

con un mínimo de 4 metros. Los valores de  $D_{del}$  se indican en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008, en función de la tensión más elevada de la línea. Además, en el caso de ferrocarriles, tranvías y trolebuses provistos de trole, o de otros elementos de toma de corriente que puedan accidentalmente separarse de la línea de contacto, los conductores de la línea eléctrica deberán estar situados a una altura tal que, al desconectarse el órgano de toma de corriente, no quede, teniendo en cuenta la posición más desfavorable que pueda adoptar, a menor distancia de aquellos que la definida anteriormente.



### 9.6.18 Paso por zonas

En general, para las líneas eléctricas aéreas con conductores desnudos se define la zona de servidumbre de vuelo como la franja de terreno definida por la proyección sobre el suelo de los conductores extremos, considerados éstos y sus cadenas de aisladores en las condiciones más desfavorables, sin contemplar distancia alguna adicional.

Las condiciones más desfavorables son considerar los conductores y sus cadenas de aisladores en su posición de máxima desviación, es decir, sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento, según apartado 3.1.2 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de +15 °C.

Las líneas aéreas de alta tensión deberán cumplir el R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, en todo lo referente a las limitaciones para la constitución de servidumbre de paso.

#### 9.6.18.1 Bosques, árboles y masas de arbolado

No son de aplicación las prescripciones especiales definidas en el apartado 5.3 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008.

Para evitar las interrupciones del servicio y los posibles incendios producidos por el contacto de ramas o troncos de árboles con los conductores de una línea eléctrica aérea, deberá establecerse, mediante la indemnización correspondiente, una zona de protección de la línea definida por la zona de servidumbre de vuelo, incrementada por la siguiente distancia de seguridad a ambos lados de dicha proyección:

$D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el}$  en metros,

con un mínimo de 2 metros. Los valores de  $D_{el}$  se indican en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008 y en la tabla 14 del presente proyecto, en función de la tensión más elevada de la línea.

El responsable de la explotación de la línea estará obligado a garantizar que la distancia de seguridad entre los conductores de la línea y la masa de arbolado dentro de la zona de servidumbre de paso satisface las prescripciones de este reglamento, estando obligado el propietario de los terrenos a permitir la realización de tales actividades. Asimismo, comunicará al órgano competente de la administración las masas de arbolado excluidas de zona de servidumbre de paso, que pudieran comprometer las distancias de seguridad establecida en este reglamento. Deberá vigilar también que la calle por donde discurre la línea se mantenga libre de todo residuo procedente de su limpieza, al objeto de evitar la generación o propagación de incendios forestales.

- En el caso de que los conductores sobrevuelen los árboles; la distancia de seguridad se calculará considerando los conductores con su máxima flecha vertical según las hipótesis del apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008.



- Para el cálculo de las distancias de seguridad entre el arbolado y los conductores extremos de la línea, se considerarán éstos y sus cadenas de aisladores en sus condiciones más desfavorables descritas en este apartado.

Igualmente deberán ser cortados todos aquellos árboles que constituyen un peligro para la conservación de la línea, entendiéndose como tales los que, por inclinación o caída fortuita o provocada puedan alcanzar los conductores en su posición normal, en la hipótesis de temperatura b) del apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008. Esta circunstancia será función del tipo y estado del árbol, inclinación y estado del terreno, y situación del árbol respecto a la línea.

Los titulares de las redes de distribución y transporte de energía eléctrica deben mantener los márgenes por donde discurren las líneas limpias de vegetación, al objeto de evitar la generación o propagación de incendios forestales. Asimismo, queda prohibida la plantación de árboles que puedan crecer hasta llegar a comprometer las distancias de seguridad reglamentarias.

Los pliegos de condiciones para nuevas contrataciones de mantenimiento de líneas incorporarán cláusulas relativas a las especies vegetales adecuadas, tratamiento de calles, limpieza y desherbado de los márgenes de las líneas como medida de prevención de incendios.

En nuestro caso se deberá cumplir una distancia de 2 m.

#### 9.6.18.2 Edificios, construcciones y zonas urbanas

No son de aplicación las prescripciones especiales definidas en el apartado 5.3 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008.

Se evitará el tendido de líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos en terrenos que estén clasificados como suelo urbano, cuando pertenezcan al territorio de municipios que tengan plan de ordenación o como casco de población en municipios que carezcan de dicho plan. No obstante, a petición del titular de la instalación y cuando las circunstancias técnicas o económicas lo aconsejen, el órgano competente de la Administración podrá autorizar el tendido aéreo de dichas líneas en las zonas antes indicadas.

Se podrá autorizar el tendido aéreo de líneas eléctricas de alta tensión con conductores desnudos en las zonas de reserva urbana con plan general de ordenación legalmente aprobado y en zonas y polígonos industriales con plan parcial de ordenación aprobado, así como en los terrenos del suelo urbano no comprendidos dentro del casco de la población en municipios que carezcan de plan de ordenación.

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

$$D_{add} + D_{el} = 3,3 + D_{el} \text{ en metros,}$$

con un mínimo de 5 metros. Los valores de  $D_{el}$  se indican en el apartado 5.2 en función de la tensión más elevada de la línea.



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

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

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

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

En nuestro caso se deberá cumplir una distancia de 5 metros.

### 9.6.18.3 Proximidad a parques eólicos

No son de aplicación las prescripciones especiales definidas en el apartado 5.3 de la ITC-LAT 07 del R.D. 223/2008.

Por motivos de seguridad de las líneas eléctricas aéreas de conductores desnudos, no se permite la instalación de nuevos aerogeneradores en la franja de terreno definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada en la altura total del aerogenerador, incluida la pala, más 10 m.

### 9.6.19 Numeración y Aviso de Peligro

En todos los apoyos se instalará una placa señalización de riesgo eléctrico, donde se indicará la tensión de la línea (kV), el titular de la instalación y el número del apoyo. La placa se instalará a una altura del suelo de 3 m. en la cara paralela o más cercana a los caminos o carreteras, para que pueda ser vista fácilmente.

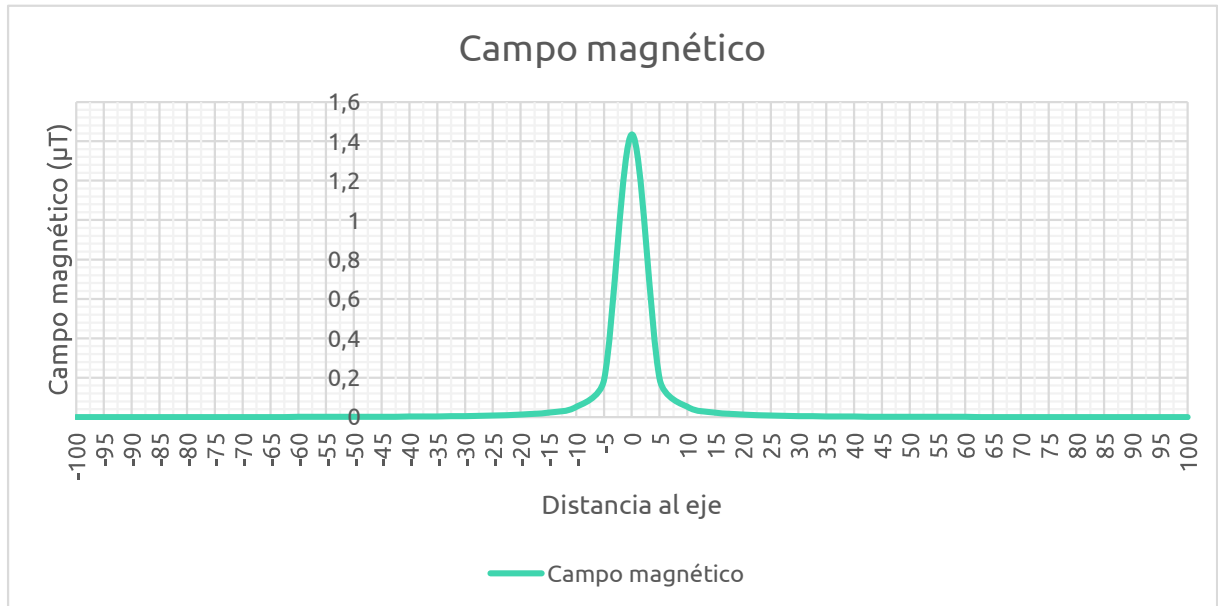
## 9.7 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

El R.D. 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el “Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección frente a las emisiones radioeléctricas”, adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas.

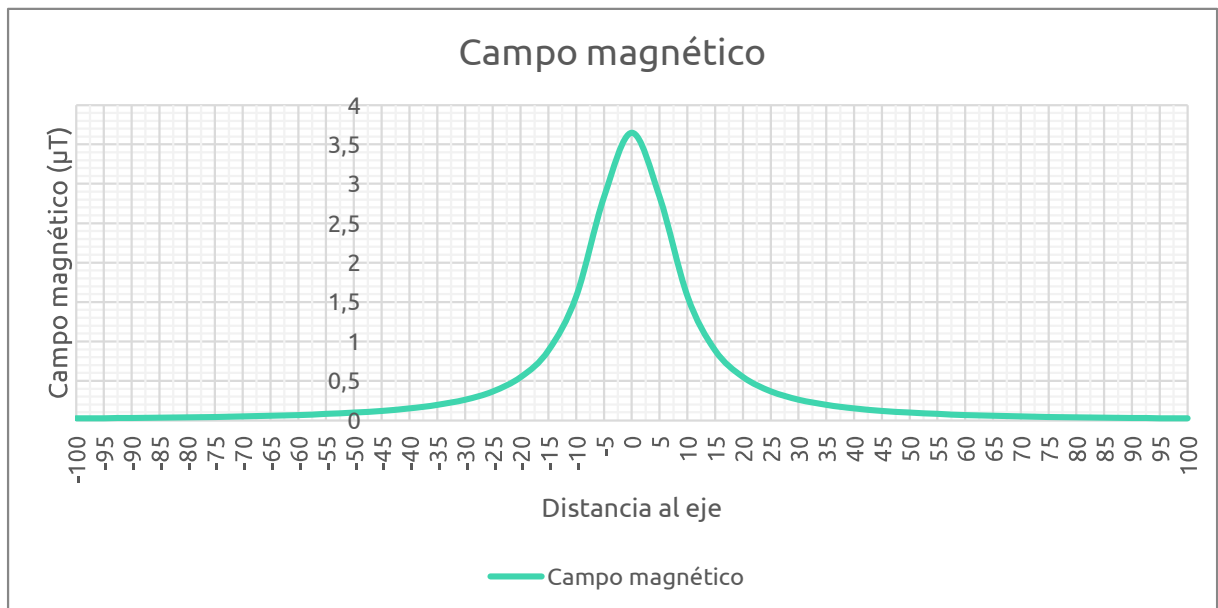
Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz el límite establecido es de 100 microteslas ( $\mu T$ ).



*Figura 63. Campo electromagnético subterráneo para Y = 1m*



*Figura 64. Campo electromagnético aéreo para Y = 1m*



## 9.8 CRUZAMIENTOS

No se produce ningún cruceamiento durante todo el trazado de la línea.



Executing your renewable vision

# **PARQUE FOTOVOLTAICO “FV y LMST MESA ROLDÁN 5”**

SP.IN018.2.M.CA.101-0A

## **MEMORIA DE CÁLCULOS**

VEJER DE LA FRONTERA  
CÁDIZ (ESPAÑA)



Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	20/12/2023	Emisión Inicial	ENB	JMO	

Sevilla, diciembre de 2023

Firmado  
digitalmente por  
VAZQUEZ  
JIMENEZ CARLOS  
MANUEL -  
09213676Z

*el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)*

*Carlos Manuel Vázquez Jiménez*

*Nº de colegiado 1007 -COGITI Cáceres*



## Contenido

<b>1</b>	<b>CONDICIONANTES AMBIENTALES, FÍSICOS y QUÍMICOS</b>	<b>5</b>
1.1	Medio Ambiente y Geografía	5
1.2	Precipitaciones	5
1.3	Régimen térmico	6
1.4	Condicionantes del Sistema Eléctrico	7
<b>2</b>	<b>DIMENSIONADO CIRCUITOS DE STRINGS</b>	<b>7</b>
2.1	Conductores de Strings	7
2.2	Dimensionado de Circuitos desde el Inversor hasta transformador	10
<b>3</b>	<b>CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA DE BT</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>INSTALACIÓN DE MT</b>	<b>14</b>
4.1	Tensiones del sistema en MT	14
4.2	Intensidades del sistema en MT	14
4.3	Cálculo de cortocircuito	15
4.4	Cálculo de caída de tensión	16
<b>5</b>	<b>PROTECCIONES</b>	<b>17</b>
5.1	Protección en Centro de Transformación	17
5.2	Instalaciones de BT	18
<b>6</b>	<b>CANALIZACIONES ELÉCTRICAS</b>	<b>21</b>
6.1	TUBOS	21
6.2	Cintas de señalización	21
<b>7</b>	<b>RESISTENCIA AL ARRANQUE</b>	<b>21</b>
7.1	Criterios de Cálculo	22
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES Parque Fotovoltaico</b>	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>DATOS DE LA INSTALACIÓN</b>	<b>23</b>
<b>10</b>	<b>DATOS DE LOS CONDUCTORES</b>	<b>24</b>
10.1	Conductor empleado en los tramos subterráneos	24
10.2	Conductor empleado en el tramo aéreo	25
<b>11</b>	<b>CÁLCULOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA</b>	<b>25</b>
11.1	Intensidad de cálculo	25
11.2	Potencia máxima a transportar por el cable	25
11.3	Resistencia	26



11.4	Reactancia de la línea .....	26
11.5	Capacidad .....	27
11.6	Intensidad máxima admisible para el cable en servicio permanente .....	27
11.7	Pérdidas por efecto Joule .....	31
11.8	Pérdida de potencia .....	31
11.9	Caída de tensión máxima .....	32
11.10	Comprobación de la sección del conductor en régimen de cortocircuito .....	32
11.11	Comprobación de la sección de la pantalla en régimen de cortocircuito .....	33
11.12	Resumen de resultados tramo subterráneo .....	34
11.13	Cálculo del campos electromagnético .....	35
<b>12</b>	<b>CÁLCULOS DE LA LÍNEA AÉREA .....</b>	<b>37</b>
12.1	Introducción .....	37
12.2	Capacidad de transporte .....	38
12.3	Parámetros eléctricos .....	40
12.4	Resumen de resultados del cálculo eléctrico .....	42
12.5	Cálculo del campo electromagnético .....	43
12.6	Cálculo mecánico .....	45
12.7	Ecuación de cambio de condiciones .....	47
12.8	Cálculos mecánicos a considerar .....	48
12.9	Cálculo de esfuerzos en apoyos .....	55
12.10	Aislamiento y herrajes .....	68



## 1 CONDICIONANTES AMBIENTALES, FÍSICOS Y QUÍMICOS

Los condicionantes ambientales que se deben considerar para el diseño, cálculo, justificación de equipos y sistemas de este proyecto son los relacionados a continuación.

### 1.1 MEDIO AMBIENTE Y GEOGRAFÍA

Las características del emplazamiento son:

- Altura: 20 m.s.n.m
- Temperatura media anual: 17,65 °C
- Radiación UV: Muy alta

### 1.2 PRECIPITACIONES

La caracterización climática del área de estudio es importante para interpretar otros aspectos del medio físico como son la vegetación y los usos del suelo.

El estudio de impacto ambiental indica que Andalucía posee un clima marcadamente estacional de tipo mediterráneo, caracterizado por inviernos lluviosos más o menos fríos y veranos anticiclónicos, secos y calurosos. El ámbito de estudio se sitúa en el dominio climático mediterráneo con características continentales, las cuáles se acentúan hacia el interior peninsular.

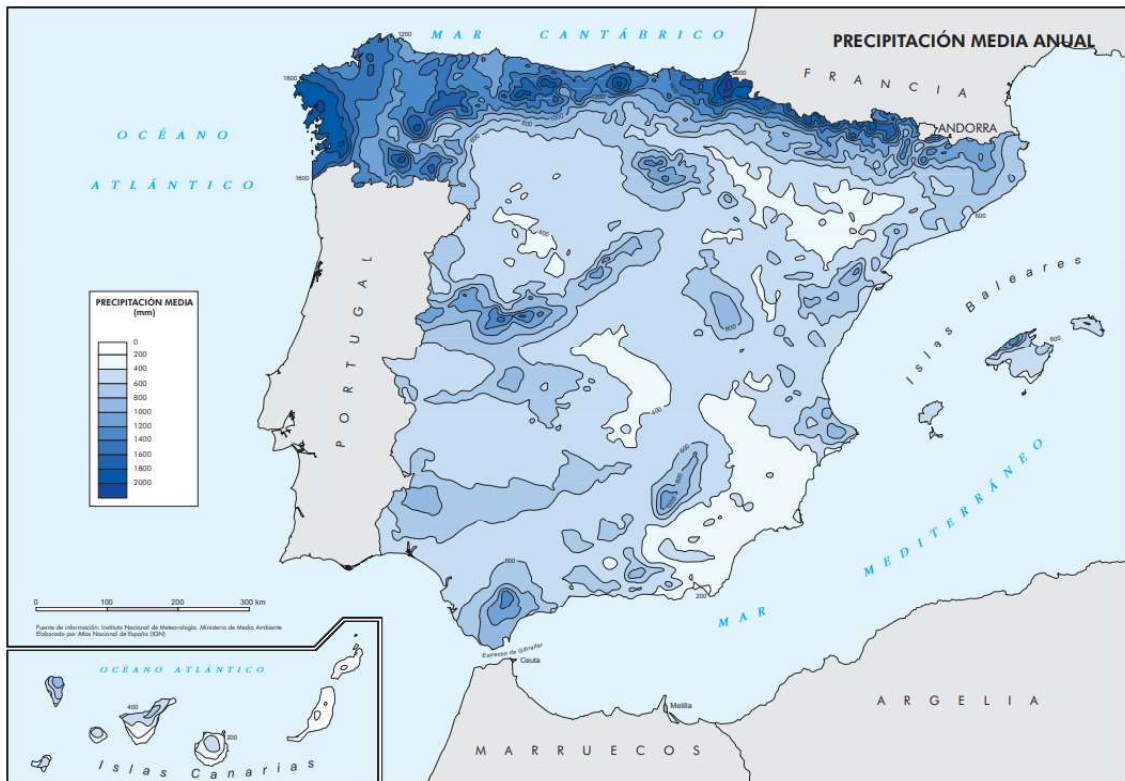
Se muestran en la página siguiente los gráficos de precipitaciones elaborados para la región por la Universidad de Extremadura a través del Grupo de Investigación en Conservación. En concreto, Precipitación media anual en litros por metro cuadrado (l/m<sup>2</sup>) y días.

Las características climáticas se corresponden con un clima marcadamente estacional, de tipo mediterráneo, caracterizado por inviernos lluviosos (más del 60% de la precipitación anual) y más o menos fríos, y veranos anticiclónicos, secos y calurosos.

En cuanto a las precipitaciones, las lluvias no son escasas, sin embargo, hay que señalar que son habituales los ciclos de sequía.



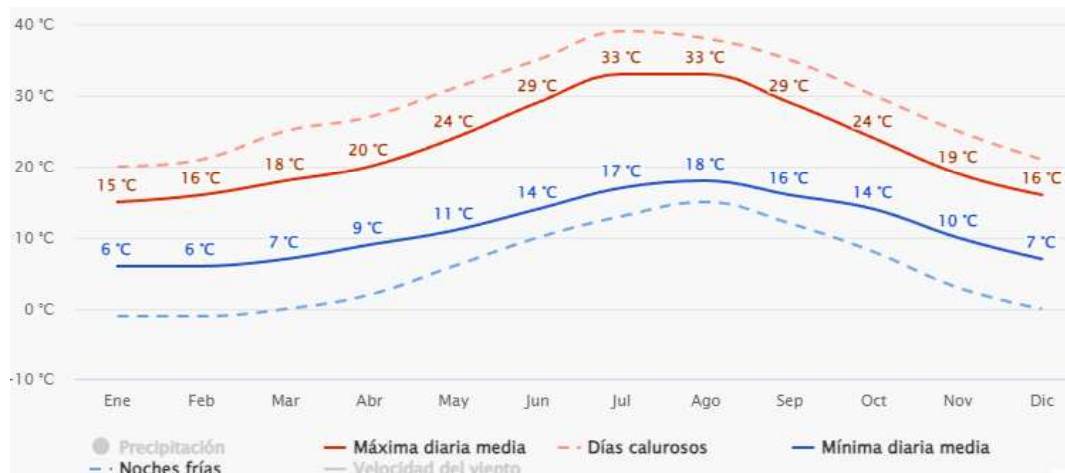
Figura 1.- Mapa de localización de precipitaciones medias anuales España. Fuente: IGN



### 1.3 RÉGIMEN TÉRMICO

La temperatura media anual se encuentra en los 17,65°C, la media de las máximas se eleva por encima de los 20°C, coincidiendo esta con los meses de verano donde la pluviometría es mínima. La temperatura media de las mínimas cae hasta los 13°C, coincidiendo estas con los meses de invierno donde se dan las mayores cantidades de pluviometrías. Esta información se puede consultar en el siguiente gráfico.

Figura 2.- Climograma de Vejer de la Frontera. Fuente: Climate Data





## 1.4 CONDICIONANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las características del sistema eléctrico que condicionarán la justificación del cálculo del presente documento son los determinados en el lado de Baja Tensión y Corriente Continua de la instalación así como el lado de Media Tensión y Corriente Alterna. Sus valores son los siguientes:

- Tensión nominal del sistema: 904-1500 V
- Tensión máxima: 1.500 V<sub>CC</sub>
- Tensión nominal AC: 20.000 V<sub>CA</sub>

## 2 DIMENSIONADO CIRCUITOS DE STRINGS

Cada uno de los strings estará compuesto por 28 módulos conectados en serie, para ello, se han considerado los modelos LR5-66HBD-500M, del fabricante Longi solar o similar.

Potencia:	500 Wp
Tensión en el punto Pmax (VMPP):	38,38 V
Corriente en punto Pmax (IMPP):	13,03 A
Tensión en circuito abierto (VOC):	45,45 V
Corriente de cortocircuito (ISC):	13,90 A
Tensión máxima del sistema (VDC):	1.500 V
Eficiencia del módulo ( $\eta$ ):	21,30 %

Por lo tanto, la conexión de 28 módulos supone unas características eléctricas del string en STC de:

- Potencia Módulo 500 Wp
- Potencia, Pmax: 14.000 Wp
- Intensidad a potencia máxima, Impp: 13,03 A
- Tensión a potencia máxima, Vmpp: 1.075 V
- Intensidad de cortocircuito, Icc: 13,90 A
- Tensión a circuito abierto, Voc: 1.275 V

### 2.1 CONDUCTORES DE STRINGS

Los conductores empleados en los circuitos de string han de cumplir tanto el criterio de corrientes máximas admisibles como el de caída de tensión:

#### Corriente máximas admisibles:

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la temperatura máxima admisible del aislamiento del cable.



Para instalaciones de generación de energía en Baja Tensión en corriente continua se realizarán en cada caso para corrientes de circuitos maximizadas un 25%. Todas las intensidades para el cálculo se asignarán como:

$$I_{\text{CÁLCULO}} = I_{\text{DISEÑO}} \cdot 1,25$$

Todos los conductores seleccionados deberán tener una intensidad máxima admisible de al menos la  $I_{\text{CÁLCULO}}$ .

### Caída de tensión:

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de Baja Tensión de Corriente continua será de:

- CDT máxima en BT: 2% en el total de todos los circuitos de BT desde el string hasta el transformador.

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left( \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} \right) \cdot \frac{L(\text{m})}{U_N(\text{V}) \cdot S(\text{mm}^2)} \cdot 100\%$$

Donde:

- $\rho$ : es la resistividad del cobre
- L: es la longitud del circuito en metros
- S: es la sección total de una fase en  $\text{mm}^2$ .
- $U_N$ : es la tensión nominal en condiciones STC a Pmax

Se ha de cumplir que  $\Delta U < 2\%$ .

Los conductores empleados para la interconexión de string serán del tipo H1Z2Z2-K en Cobre Estañado flexible de clase 5 de  $10 \text{ mm}^2$  de sección, específicos para el uso en fotovoltaica e intemperie, el cual tiene las siguientes características:

- Sección:  $10 \text{ mm}^2$
- Conductor: Cobre Estañado
- Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Cubierta exterior: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Intensidad máxima: 82 A (Al aire a  $40^\circ\text{C}$ )

Todos los cables utilizados en los strings tendrán un nivel de aislamiento de 0,6/1kV en CA y 1,5/1,8 kV en CC.

Se ha calculado la caída de tensión de los circuitos de cable solar desde el origen del string hasta la ubicación de los inversores.

**Figura 3.- Distribución de inversores**

Skid	Inversores	Seguidores	Strings	Módulos	Pot. Pico	MESA ROLDÁN 5						
						Tipo de Inversor	Potencia nominal	Cuadros 21	Cuadros 18	Total Cuadros	Ratio Wc/Wac	Total Cuadros
Skid 1	Inversor 1	1	240	6.720	3.360,00 kWp	240,00 kWn	2.500,00 kWn	8	4	12	1,344	12
Total		1	240	6.720	3.360,00 kWp		2.500,00 kWn	8	4	20	1,184	12



Para las cajas de 21 strings, se ha comprobado el criterio de las corrientes máximas admisibles y se ha calculado la caída de tensión de una caja tipo del parque, obteniendo una caída de tensión máxima de 0,742%.

Figura 4.- Cálculos de caja de 21 strings

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA												
String	Nº mód PV en serie	Potencia (Wp) Unitaria	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	I Máx(A) Corregida	Temperatura max. cable (°C)	Temp. Cable (°C)
1	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	164 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
2	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	147 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
3	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	130 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
4	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	113 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
5	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	149 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
6	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	132 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
7	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	115 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
8	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	99 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
9	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	134 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
10	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	117 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
11	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	101 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
12	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	84 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
13	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	119 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
14	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	102 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
15	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	86 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
16	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	69 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
17	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	54 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
18	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	39 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
19	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	39 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
20	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	24 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
21	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	24 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
TOTAL			294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A						

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN												
String	Nº mód PV en serie	Potencia (Wp) Unitaria	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	DV (V)	DV(%)	DV (%) Acumulada	Tensión (V) Disponible	Pérdidas (W)	
1	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	164 m	7,974 V	0,742%	0,742%		51,95 W	
2	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	147 m	7,147 V	0,665%	0,665%		46,57 W	
3	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	130 m	6,344 V	0,590%	0,590%		41,33 W	
4	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	113 m	5,517 V	0,513%	0,513%		35,94 W	
5	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	149 m	7,245 V	0,674%	0,674%		47,20 W	
6	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	132 m	6,432 V	0,598%	0,598%		41,90 W	
7	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	115 m	5,605 V	0,522%	0,522%		36,52 W	
8	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	99 m	4,801 V	0,447%	0,447%		31,28 W	
9	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	134 m	6,519 V	0,607%	0,607%		42,47 W	
10	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	117 m	5,704 V	0,531%	0,531%		37,16 W	
11	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	101 m	4,889 V	0,455%	0,455%		31,85 W	
12	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	84 m	4,073 V	0,379%	0,379%		26,54 W	
13	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	119 m	5,786 V	0,538%	0,538%		37,70 W	
14	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	102 m	4,960 V	0,462%	0,462%		32,31 W	
15	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	86 m	4,182 V	0,389%	0,389%		27,24 W	
16	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	69 m	3,338 V	0,311%	0,311%		21,75 W	
17	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	54 m	2,609 V	0,243%	0,243%		17,00 W	
18	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	39 m	1,879 V	0,175%	0,175%		12,24 W	
19	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	39 m	1,896 V	0,176%	0,176%		12,35 W	
20	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	24 m	1,167 V	0,109%	0,109%		7,60 W	
21	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	24 m	1,167 V	0,109%	0,109%		7,60 W	
TOTAL			294.000 Wp	273,63 A			7,974 V	0,742%	0,742%	1.066,67 V	646,52 W	0,220%

Para las cajas de 18 strings, se ha comprobado el criterio de las corrientes máximas admisibles y se ha calculado la caída de tensión de una caja tipo del parque, obteniendo una caída de tensión máxima de 0,461 %.



Figura 5.- Cálculos de caja de 18 strings

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA												
String	Nº mód PV en serie	Potencia (Wp) Unitaria	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	I Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x1,25)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	I Máx(A) Corregida	Temperatura max. cable (°C)	Temp. Cable (°C)
1	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	72 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
2	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	55 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
3	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	39 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
4	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	22 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
5	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	87 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
6	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	70 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
7	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	53 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
8	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	37 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
9	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	67 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
10	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	70 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
11	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	53 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
12	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	37 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
13	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	37 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
14	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	52 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
15	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	102 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
16	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	65 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
17	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	66 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
18	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	13,90 A	17,38 A	10 mm2	52 m	96 A	48 A	90 °C	40,92 °C
TOTAL			252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A						

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN												
String	Nº mód PV en serie	Potencia (Wp) Unitaria	Potencia (Wp)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	DV (V)	DV(%)	DV (%) Acumulada	Tensión (V) Disponible	Pérdidas (W)	
1	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	72 m	3,492 V	0,325%	0,325%		22,75 W	
2	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	55 m	2,665 V	0,248%	0,248%		17,36 W	
3	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	39 m	1,887 V	0,176%	0,176%		12,29 W	
4	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	22 m	1,061 V	0,099%	0,099%		6,91 W	
5	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	87 m	4,221 V	0,393%	0,393%		27,50 W	
6	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	70 m	3,395 V	0,316%	0,316%		22,12 W	
7	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	53 m	2,568 V	0,239%	0,239%		16,73 W	
8	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	37 m	1,790 V	0,167%	0,167%		11,66 W	
9	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	67 m	4,221 V	0,393%	0,393%		27,50 W	
10	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	70 m	3,395 V	0,316%	0,316%		22,12 W	
11	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	53 m	2,568 V	0,239%	0,239%		16,73 W	
12	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	37 m	1,790 V	0,167%	0,167%		11,66 W	
13	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	37 m	1,799 V	0,167%	0,167%		11,72 W	
14	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	52 m	2,505 V	0,233%	0,233%		16,32 W	
15	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	102 m	4,951 V	0,461%	0,461%		32,25 W	
16	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	85 m	4,124 V	0,384%	0,384%		26,87 W	
17	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	66 m	3,520 V	0,309%	0,309%		21,63 W	
18	28 Módulos	500 Wp	14.000 Wp	13,03 A	10 mm2	52 m	2,504 V	0,233%	0,233%		16,31 W	
TOTAL			252.000 Wp	234,54 A			4,951 V		0,461%	1.069,69 V	340,44 W	0,135%

## 2.2 DIMENSIONADO DE CIRCUITOS DESDE EL INVERSOR HASTA TRANSFORMADOR

Los conductores empleados en los circuitos desde el inversor hasta el transformador han de cumplir tanto el criterio de corrientes máximas admisibles como el de caída de tensión:

### Corrientes máximas admisibles:

La corriente máxima de uso normal de los circuitos viene fijada por la temperatura máxima admisible del aislamiento del cable.

Para instalaciones de generación de energía en Baja Tensión en corriente continua se realizarán en cada caso para corrientes de circuitos maximizadas un 25%. Todas las intensidades para el cálculo se asignarán como:

$$I_{\text{CÁLCULO}} = I_{\text{DISEÑO}} \cdot 1.25$$

Todos los conductores seleccionados deberán tener una intensidad máxima admisible de al menos la  $I_{\text{CÁLCULO}}$ .



## Caída de tensión:

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de Baja Tensión de Corriente continua será de:

- CDT máxima en BT: 2% en el total de todos los circuitos de BT desde el string hasta el transformador.

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot \rho \left( \Omega \cdot \frac{mm^2}{m} \right) \frac{L(m)}{U_N(V) \cdot S(mm^2)} 100\%$$

Donde:

- $\rho$ : es la resistividad del cobre
- L: es la longitud del circuito en metros
- S: es la sección total de una fase en  $mm^2$ .
- $U_N$ : es la tensión nominal en STC a Pmax

Se ha de cumplir que  $\Delta U < 2\%$ .

### 2.2.1 Comprobación del cumplimiento de c.d.t.

Para cualquier punto del circuito se verificará:

$$\frac{\Delta U_n}{U_n} (\%) \leq 0,5\%$$

Los conductores empleados para la interconexión de string serán del tipo AL-XZ1 o similar, en Aluminio de las secciones mostradas a continuación en  $mm^2$  e instalados en zanja enterrada:

- Sección: 400  $mm^2$
- Conductor: Aluminio
- Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Cubierta exterior: Elastómero termoestable libre de halógenos
- Intensidad máxima: 445 A enterrado

Todos los cables utilizados en la conexión desde la caja de agrupación de string hasta la conexión del propio inversor tendrán un nivel de aislamiento de 0,6/1kV AC – 1,5/1,8 kV CC.

Para los cálculos de caída de tensión y del cumplimiento de la intensidad máxima admisible, se ha estudiado la agrupación para cada inversor.



**Figura 6.-Cálculos de caja de inversor**

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA												
CUADRO	Nº strings en CMT	Potencia (Wp) Caja String	Intensidad (A)	Intensidad de Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x 1,25)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	I Máx(A)	Patás por Fase	Temperatura max. cable (°C)	I Máx(A) Corregida	Temp. Cable (°C)
CN1.01	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	408 m	448 A	2	90 °C	627,20 A	26,53 °C
CN1.02	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	324 m	448 A	2	90 °C	627,20 A	26,53 °C
CN1.03	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	291 m	448 A	2	90 °C	627,20 A	26,53 °C
CN1.04	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	224 m	448 A	2	90 °C	627,20 A	26,53 °C
CN1.05	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	592 m	448 A	2	90 °C	627,20 A	26,53 °C
CN1.06	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	517 m	448 A	2	90 °C	716,80 A	26,53 °C
CN1.07	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	435 m	448 A	2	90 °C	716,80 A	26,53 °C
CN1.08	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	344 m	448 A	2	90 °C	716,80 A	26,53 °C
CN1.09	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	245 m	448 A	1	90 °C	336,00 A	39,19 °C
CN1.10	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	176 m	448 A	1	90 °C	336,00 A	39,19 °C
CN1.11	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	124 m	448 A	1	90 °C	336,00 A	39,19 °C
CN1.12	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	112 m	448 A	1	90 °C	336,00 A	39,19 °C
		3.360.000 Wp	3.127,20 A	3.336,00 A	4.170,00 A							

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN														
CUADRO	Nº strings en CMT	Potencia (Wp) Caja String	Intensidad (A)	Intensidad de Cortocircuito (A)	I Cálculo (A) (x 1,25)	Sección (mm2)	Longitud total (m)	Patás por Fase	DV (V)	DV(%)	DV (%) Acumulada	Tensión (V) Disponible	Pérdidas (W)	
CN1.01	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	408 m	2	8,026 V	0,747%	1,489%	1.066,61 V	1098,11 W	
CN1.02	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	324 m	2	6,378 V	0,594%	1,336%	1.068,26 V	872,62 W	
CN1.03	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	291 m	2	5,718 V	0,532%	1,274%	1.068,92 V	782,32 W	
CN1.04	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	224 m	2	4,399 V	0,409%	1,151%	1.070,24 V	601,87 W	
CN1.05	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	592 m	2	11,643 V	1,083%	1,825%	1.063,00 V	1592,95 W	
CN1.06	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	517 m	2	10,167 V	0,946%	1,688%	1.064,47 V	1391,00 W	
CN1.07	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	435 m	2	8,558 V	0,796%	1,538%	1.066,08 V	1170,91 W	
CN1.08	21 Strings	294.000 Wp	273,63 A	291,90 A	364,88 A	400 mm2	344 m	2	6,769 V	0,630%	1,372%	1.067,87 V	926,13 W	
CN1.09	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	245 m	1	8,685 V	0,808%	1,269%	1.065,96 V	1018,48 W	
CN1.10	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	176 m	1	6,227 V	0,579%	1,040%	1.068,41 V	730,22 W	
CN1.11	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	124 m	1	4,384 V	0,408%	0,869%	1.070,26 V	514,08 W	
CN1.12	18 Strings	252.000 Wp	234,54 A	250,20 A	312,75 A	400 mm2	112 m	1	3,971 V	0,370%	1,025%	1.070,67 V	465,71 W	
		3.360.000 Wp	3.127,20 A	3.336,00 A	4.170,00 A						1,825%	1.063,00 V	11164,40 W	0,332%

### 3 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA DE BT

El esquema de tierra a utilizar será:

- Aislado de Tierra para la Instalación de CC
- Esquema TT para instalación de CA de SSAA, esquema propuesto por la compañía distribuidora.

Sistema de picas de Acero Galvanizado con superficie por electrolisis de cobre de 14mm de diámetro y 2m de longitud hincada en fondo de calicatas de canalizaciones con h>0,80m, conectada a una toma de tierra en la caja de registro de tierras para medición y mantenimiento mediante conductor 0,6/1kV, RV-K de 16 mm<sup>2</sup> de sección. Se llevará a los CBT de Servicios Auxiliares.

Este elemento de puesta a tierra tiene un valor total:

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \frac{h(2a+L)}{a(2h+L)} + \frac{\rho}{2 \pi (L+h)} \ln \frac{2h+L}{h}$$

Donde:

- L es la longitud de la pica en metros
- h es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica.
- a es el radio de la pica en metros
- ρ es la resistividad del terreno.



A falta de determinar con mayor precisión a partir de los ensayos geotécnicos necesarios la resistividad del suelo, se adopta para los cálculos de puesta a tierra los valores que corresponderían a un suelo del tipo: Margas y Arcillas compactas.

- ITC-BT-18: Punto 9. Tabla 3: 100-200 Ohm·m

Se considera este valor previo a ejecución del proyecto como válido para alcanzar el nivel de seguridad exigido de forma reglamentaria.

En el caso más desfavorable:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{h(2a+L)}{a(2h+L)} + \frac{\rho}{2\pi(L+h)} \ln \frac{2h+L}{h}$$

$$R = \frac{200}{2\pi \cdot 2} \ln \frac{0,8(2 \times 0,007 + 2)}{0,007(2 \times 0,8 + 2)} + \frac{200}{2\pi(2 + 0,8)} \ln \frac{2 \times 0,8 + 2}{0,8} = 69,77 \Omega$$

$$V_{ci} = I_{d,ci} \times R = 0,300 \times 69,77 = 20,91 \text{ V} < 24 \text{ V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Donde:

- $V_{ci}$  es la tensión de contacto indirecto máxima

El sistema de puesta a tierra se completará mediante un anillo de cobre desnudo electrolítico de 1x95mm<sup>2</sup> de sección uniendo a todas las picas, que se ejecutarán en cada cuadro de BT dispuestas lo suficientemente separadas como para influenciar los efectos de unas sobre otras.

Además, todas las masas estarán conectadas a la malla de tierra con objeto de conseguir la equipotencialidad.



## 4 INSTALACIÓN DE MT

### 4.1 TENSIONES DEL SISTEMA EN MT

Las tensiones de uso nominal UL de la instalación serán:

- Red de media tensión: 20.000 V, 50 Hz Trifásico, Sin neutro

### 4.2 INTENSIDADES DEL SISTEMA EN MT

Para este apartado se considera una tensión de suministro de 20 kV y las siguientes potencias por Centros de transformación:

Skid	Demanda inversores Pot Nom / Pot Instalada	Potencia transformadores
Skid 1	2.500 kW <sub>N</sub> / 2.993 kVA	1x3.000 kVA

Para calcular la intensidad nominal del sistema aplicaremos la siguiente formula:

$$I_{MT} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_L}$$

Donde:

- $I_{MT}$  es la intensidad instalada en A
- S es la potencia aparente del transformador en kVA
- $U_L$  es la tensión de línea o Tensión compuesta en kV

La intensidad máxima demandada de nuestra instalación usada para el cálculo (calculada en potencia instalada de transformadores) en este caso es de:

- Línea 1:  $I_{MT} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 86,60 \text{ A}$

La intensidad máxima de evacuación de la instalación (calculada en potencia instalada de transformadores). En este caso es de:

- Línea de evacuación:  
 $I_{MT} = I_{línea 1} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 86,60 \text{ A}$

Figura 7.- Cálculos línea MT

COMPROBACIÓN CORRIENTE MÁXIMA Y TEMPERATURA MÁXIMA LÍNEA 1												
Desde CT Nº	Hasta CT Nº	Potencia (kVA)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm <sup>2</sup> )	Corriente máxima admisible conductor (A)	Corriente máxima admisible conductor corregida (A)	Intensidad calculada por cable	Corriente de cálculo calculada por cable	Max. Temp Cable	Temperatura conductor (°C)
CT-1	CS	3.000 kVA	3.000 kVA	1.272 m	1	240 mm <sup>2</sup>	345 A	313,95 A	86,60 A	86,60 A	90 °C	24,41 °C



## 4.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

La potencia de cortocircuito trifásica que se debe considerar para el cálculo de la aparamenta en el nudo de la subestación Vejer 20 kV según requisitos de la solicitud de conexión será de 2,5 MVA. La intensidad de cortocircuito asociada a esta potencia es de 20 kA. Se utiliza este valor como máxima corriente de cortocircuito en la barra de 20 kV de la subestación Vejer 20 kV.

Por tanto, la corriente máxima en la subestación Vejer se dará en las condiciones consideradas, tras un cortocircuito trifásico en la posición de 20 kV de la subestación, tendrá un valor de 20 kA, según indican las condiciones de conexión facilitadas por la compañía distribuidora.

### 4.3.1 Comprobación cortocircuito máximo admisible en conductores

El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito en el conductor que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que tarda en alcanzar la temperatura límite admisible de corta duración por los conductores.

Para los cortocircuitos de una duración como máximo igual a cinco segundos, el tiempo necesario para que una corriente de cortocircuito eleve la temperatura de los conductores  $\theta_i$  en servicio normal, al valor límite  $\theta_f$  admisible a corto plazo según la instrucción técnica complementaria de líneas de alta tensión 06 de líneas subterráneas es:

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

- $I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito (A)
- K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito. Coincide con el valor de densidad de corriente tabulado para tcc igual a un segundo, para los distintos tipos de aislamiento.
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- $\theta_f$ : Temperatura final de calentamiento del conductor
- $\theta_i$ : Temperatura inicial del conductor, si coincide con el valor máximo en servicio permanente, el segundo multiplicando de la fórmula es 1
- $\theta_s$ : Temperatura máxima del conductor en servicio permanente
- $\beta$ : Inversa del coeficiente de variación de resistencia con temperatura
  - o Para Aluminio: 228
  - o Para cobre: 235

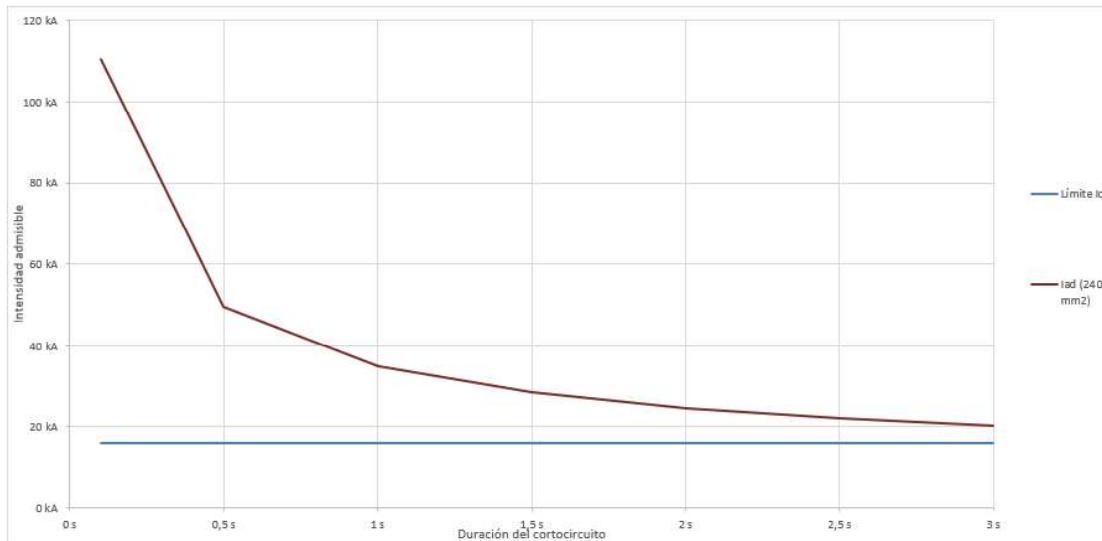


- $t$  : Tiempo de duración del cortocircuito en segundos (s)

Los conductores que se emplearán para la interconexión en MT serán del tipo AL RH5Z1 12/20kV en Aluminio rígido clase 2 de 240 mm<sup>2</sup> de sección con las siguientes características:

- Sección: 240 mm<sup>2</sup>
- Aislamiento: Propileno reticulado (XLPE)
- Cubierta exterior: Poliolefina termoplástica

**Figura 8.- Curvas Imáx admisible- Tiempo duración**



Mediante regulación de las protecciones en el interruptor de cabecera situado en el punto de conexión en la barra de la instalación, se garantizará que la duración del cortocircuito nunca supere el valor de 0,1 seg.

## 4.4 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión máxima admisible para el circuito de MT:

- 0,5% C.d.t. máxima

### 4.4.1 Cálculo de la caída de tensión

Se justificará según el siguiente procedimiento:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I[A] \cdot L[m] \cdot (R [\Omega/m] \cdot \cos \varphi + X [\Omega/m] \cdot \sen \varphi)}{U_N[V]} \cdot 100 [\%]$$

Dónde:

- R: es la resistencia del conductor
- X: es la reactancia del conductor



- L: es la longitud del circuito en metros
- I: es la intensidad asociada a la potencia del transformador
- $\Delta U$ : es la caída de tensión
- $U_N$ : es la tensión del transformador

## 4.4.2 Comprobación de cumplimiento de c.d.t.

Para cualquier punto del circuito se verificará:

$$\Delta U / U_n (\%) \leq 0,5\%$$

En nuestro caso, la línea presenta la siguiente caída de tensión:

*Figura 9.- Datos  $\Delta U_n$  líneas MT internas*

COMPROBACIÓN CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA 1											
Desde CT N°	Hasta CT N°	Potencia (kVA)	Potencia total (kVA)	Longitud total (m)	Ternas por circuito	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Caída Tensión Acumulada (Δ%)	Pérdidas Joule (kW)	Pérdidas Joule (%)
CT-1	SET	3.000 kVA	3.000 kVA	1.274 m	1	240 mm <sup>2</sup>	31,00 V	0,1550%	0,1550%	3,392 kW	0,113%
									0,1550%	3,392 kW	0,113%

## 5 PROTECCIONES

El conductor de MT se protegerá en la celda compacta del centro de transformación en el punto de evacuación mediante un interruptor automático y relés.

### 5.1 PROTECCIÓN EN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

#### 5.1.1 Alimentación al CT

La alimentación de MT al CT será directa, sin protección (Celda Remonte). La entrada a las barras del CT será directa, sin elementos de maniobra. Para conseguir corte efectivo, se utilizará el interruptor seccionador del CT contiguo que se encuentra aguas arriba.

*Figura 10.- Celda de entrada MT*





## 5.1.2 Transformadores MT/BT

Los Transformadores MT/BT de los CT, se proyectarán con interruptores automáticos + relés.

El poder de cierre nominal en cortocircuito es igual a 2,5 veces el valor eficaz de la componente periódica de su poder de corte nominal en cortocircuito.

Características principales:

- Tensión asignada Ur: 24 kV
- Frecuencia asignada fr: 50/60 Hz
- Tensión de impulso tipo rayo: 125 kV
- Tensión ensayo a frecuencia industrial: 50 kV
- Corriente nominal barras: 400/630 A
- Corriente admisible corta duración 1seg: 16/20 kA
- Corriente admisible valor de cresta: 40/50 kA

## 5.2 INSTALACIONES DE BT

### 5.2.1 Formación de strings

Las 240 estructuras, o 240 Strings, que componen la planta, presentan diferentes posibilidades en cuanto a su agrupación en cajas de nivel I, o cajas de strings.

Con objeto de repartir los strings entre las cajas de primer nivel de forma equitativa y que al mismo tiempo su construcción física sea lo menos laboriosa posible, se decide crear dos tipos de agrupaciones de strings en cajas de primer nivel. Existiendo para el inversor:

- Cajas de strings o “cajas de primer nivel” de 21 strings
- Cajas de strings o “cajas de primer nivel” de 18 strings

Cada estructura está compuesta por un string. Todos los strings llegan a los inversores centrales:

*Figura 11.- Distribución de inversores*

Skid	Inversores	Seguidores	Strings	Módulos	Pot Pico	MESA ROLDÁN 5						
						Tipo de Inversor	Potencia nominal	Cuadros 21	Cuadros 18	Total Cuadros	Ratio Wdc/Wac	Total Cuadros
Skid 1	Inversor 1	1	240	6.720	3.360,00 kWp	240,00 kWn	2.500,00 kWn	8	4	12	1,344	12
Total		1	240	6.720	3.360,00 kWp		2.500,00 kWn	8	4	20	1,184	12

En total la conexión de strings a cada inversor es:

- 8 cajas de 21 strings
- 4 cajas de 18 strings



Figura 11.- Esquema de 18 entradas de caja de strings

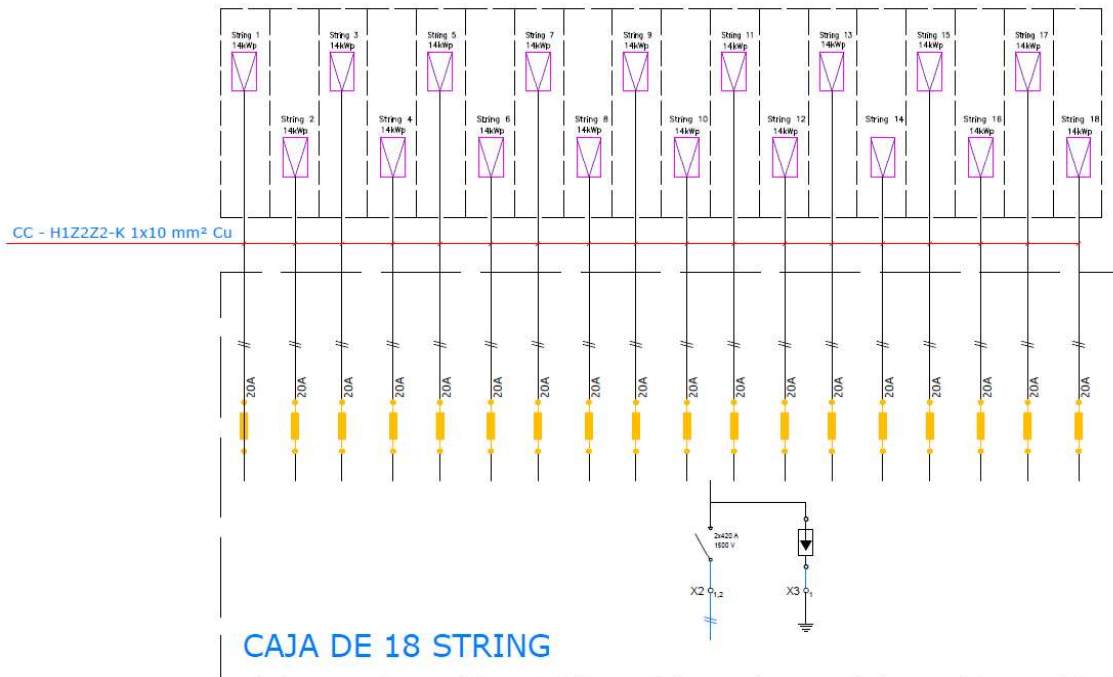
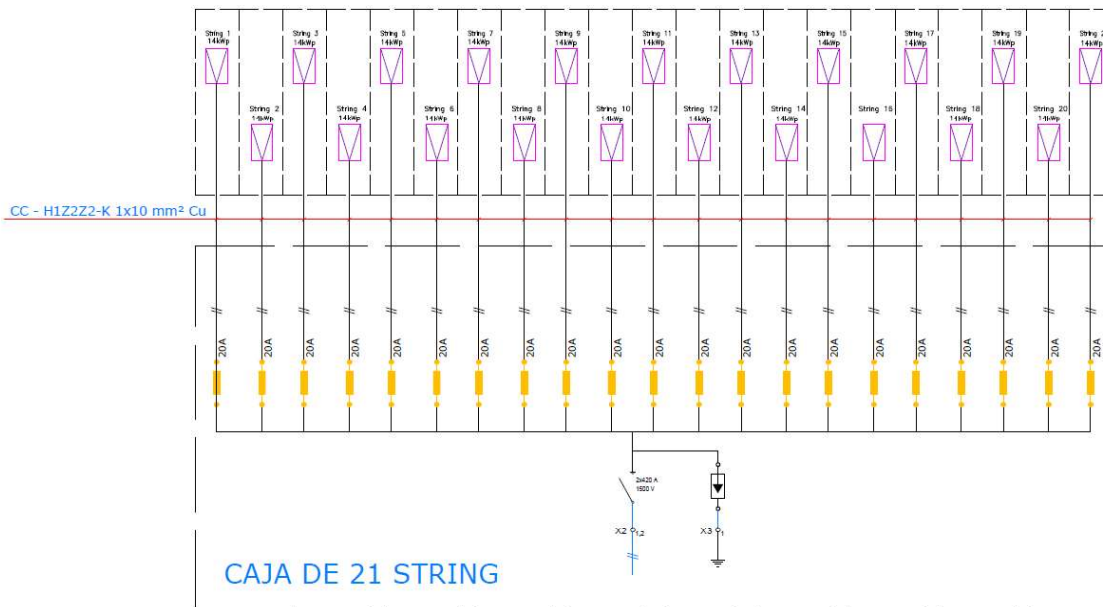


Figura 12.- Esquema de 21 entradas de caja de strings



La intensidad de actuación del fusible en el string debe ser:

$$I_f = 1,25 * I_n$$

En nuestro caso, se determina que los fusibles sean de 20 A, cilíndricos DF gPV. Se aprecia en la tabla adjunta la justificación de los valores tenidos presentes.



Al mismo tiempo, el cable usado es H1Z2Z2-K de sección 10 mm<sup>2</sup>.

## 5.2.2 Diseño de las protecciones AC inversor

Se instalará un dispositivo de protección y maniobra entre la salida del inversor y la entrada al transformador en el lado de BT.

Sus principales características son:

- Tensión nominal: 640 V
- Intensidad nominal: 2.700 A
- Interruptor magnetotérmico

En el bastidor del inversor, a la salida de circuitos de CA se verificará que existe protección mediante Interruptor Automático para CC con funciones de protección de sobreintensidad por sobrecarga y por cortocircuito, además de protección de desequilibrio de corriente, sobre y subtensiones, fallo de frecuencia. Si no existieran estas protecciones, se implementaría en un bastidor independiente de protecciones de BT.

El inversor dispondrá de las siguientes protecciones:

- Dispositivo de desconexión del lado CC
- Protección contra funcionamiento en isla
- Protección contra sobreintensidad de CA
- Protección contra polaridad inversa de CC
- Monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos
- Protección contra sobretensiones de CC
- Protección contra sobretensiones de CA
- Detección de aislamiento de CC
- Unidad de monitorización de la intensidad residual



## 6 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

### 6.1 TUBOS

Los tubos para cables de energía serán de polietileno, con estructura de doble pared (HDPE), presentando una superficie interior lisa para facilitar el tendido de los cables por el interior de los mismos y otra exterior corrugada uniforme, sin deformaciones acusadas.

Los diámetros exteriores para los conductores solares serán de 40 mm para HDPE, que permiten albergar los circuitos con una **ocupación máxima del orden del 35%** que, según práctica habitual en este tipo de instalación, se considera idónea para facilitar el tendido de los cables por el interior de los tubos. A su vez, se emplearán tubos PE110 para los circuitos de corriente alterna desde los inversores de string hasta el centro de transformación

Los empleados en canalizaciones subterráneas para cables de comunicaciones y SSAA serán de polietileno de alta densidad, flexibles, tipo tritubo formado por tres tubos de 40mm, dispuestos paralelamente en un plano. En su colocación los tubos estarán alineados en posición horizontal.

### 6.2 CINTAS DE SEÑALIZACIÓN

Con carácter general en la capa de zahorra o tierra apisonada, por encima de los cables se colocará una cinta de señalización que advierta la existencia de cables eléctricos, a una distancia mínima al suelo de 0,20 m.

## 7 RESISTENCIA AL ARRANQUE

Al no existir un estudio geotécnico, en este punto se estiman en base a nuestra experiencia y datos facilitados por distintos proveedores, el valor de distintos factores, a confirmar previamente a la ejecución en campo.

Si bien la forma más habitual de trabajo de los perfiles hincados es a compresión, en aquellos casos en los que trabajen a tracción, la resistencia al arranque se calcula con los mismos procedimientos que para la determinación de la resistencia por fuste en la carga de hundimiento.

Se tendrá en cuenta que la resistencia por fuste en condiciones de arranque es inferior a la que se obtiene en condiciones de compresión por lo que la resistencia a tracción se considera (Código Técnico de la Edificación, guía de Cimentaciones en Obras de Carretera) como un porcentaje de la resistencia por fuste:

$$T_{traccion} = 0,7R_{fk}$$



## 7.1 CRITERIOS DE CÁLCULO

Para el diseño de la cimentación se tendrán en cuenta las siguientes acciones sobre las estructuras:

- Carga de la propia estructura (ver plano detalle de estructuras)
- Sobrecarga de nieve: 20 kg/m<sup>2</sup>
- Sobrecarga por vientos: (140km/h):  $3,45 \times 1/2 \times 1,25V^2$
- Peso sobre parrilla en la línea de cimentación 19,5kg/m (del panel)

## 8 CONCLUSIONES PARQUE FOTOVOLTAICO

De todo lo expuesto en el desarrollo del a memoria, justificación de los cálculos y el detalle de los documentos gráficos, deducimos que la instalación expuesta cumplirá con todos los preceptos legales y técnicos para su ejecución y puesta en funcionamiento.



## 9 DATOS DE LA INSTALACIÓN

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los datos de la instalación.

Debido a la necesidad de realizar la evacuación mediante una línea de manera subterránea, se calculará los parámetros eléctricos de dicho tramo con el fin de comprobar la correcta elección del subterráneo y minimizar las pérdidas.

La línea se divide en dos tramos:

### **TRAMO I:**

Las características generales de la línea subterránea proyectada entre el nuevo Centro de Seccionamiento y el apoyo AP01 (PAS), serán los descritos en la siguiente tabla:

*Tabla 2. Datos generales de la Línea Subterránea (Tramo I)*

Datos de la instalación	
Origen	CS PSFV Mesa Roldán 5
Final	Paso aéreo-subterráneo Apoyo AP01 (PAS)
Potencia conectada	2,5 MW
Factor de potencia	0,9
Tensión	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo línea	Subterránea
Longitud	98 m
N.º circuitos	2
Disposición de los cables	Tresbolillo
Tipo de canalización	Conductores bajo tubo
Distancia entre conductores de una misma terna	En contacto
Distancia entre tubos	En contacto
Profundidad zanja	1120 mm
Conexión pantallas	Solid Bonding

### **TRAMO II:**

*Tabla 3.- Datos generales Línea Aérea (Tramo II)*

Parámetros	Descripción
Origen	AP01 (PAS)
Fin	AP02 (A100492)
Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia (Hz)	50
Tensión de servicio (kV)	20
Tensión más elevada de la red (kV)	24
Potencia conectada (MVA)	2,5
Número de circuitos	2
Número de conductores por fase	1
Tipo de Crucetas	Doble Circuito (en "N")
Tipo de Apoyos	Torres metálicas de celosía



Parámetros	Descripción
Conductor de Fase	LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
Aislamiento	Polimérico
Cimentaciones	Monobloque
Longitud total	16 m
Zonas por donde discurre	A
N.º de Apoyos	2
Términos Municipales afectados	Vejer de la Frontera
Provincias afectadas	Cádiz

## 10 DATOS DE LOS CONDUCTORES

### 10.1 CONDUCTOR EMPLEADO EN LOS TRAMOS SUBTERRÁNEOS

Las características del conductor de potencia de los tramos de línea a construir son las reflejadas en la Tabla 4.

*Tabla 4.- Características del conductor*

Características del conductor	
Sección del conductor	240 mm <sup>2</sup>
Material del conductor	Aluminio
Espesor de la pantalla	0,1 mm
Material de la pantalla	Aluminio
Material de aislamiento	XLPE
Conductor	AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL 12/20 kV 1X240
Tensión asignada simple (U <sub>0</sub> )	12 kV
Tensión asignada entre fases (U <sub>n</sub> )	20 kV
Tensión asignada máxima entre fases (U <sub>m</sub> )	24 kV
Tensión a impulsos (U <sub>p</sub> )	125 kV
Diámetro conductor	18,7 mm
Diámetro aislamiento	28,2 mm
Diámetro pantalla	32 mm
Diámetro cable	35,6 mm
Peso	1460 kg/km
Radio de curvatura estático	540 mm
Radio de curvatura dinámico	720 mm
Intensidad máxima admisible catálogo bajo tubo	320 A
Icc trifásica admisible	22,6 kA
Icc admisible en la pantalla	3,31 kA
Resistencia a 20°	0,125 Ω/km
Resistencia a 90°C	0,161 Ω/km
Reactancia inductiva	0,102 Ω/km
Capacidad	0,358 μF/km



Temperatura máxima admisible en régimen permanente	90°C
Temperatura máxima admisible en régimen de cortocircuito	250°C

## 10.2 CONDUCTOR EMPLEADO EN EL TRAMO AÉREO

*Tabla 5.- Características del conductor*

Parámetros	Descripción
Conductor	LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	46,8
Sección de acero (mm <sup>2</sup> )	7,8
Sección total (mm <sup>2</sup> )	54,6
Composición	6+1
Diámetro de total (mm)	9,45
Carga de rotura (daN)	1640
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> )	7900
Coefficiente de dilatación (°C <sup>-1</sup> )	19,1·10 <sup>-6</sup>
Resistencia a 20 °C (Ω/km)	0,6136
Peso (kg/km)	189,1

## 11 CÁLCULOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

### 11.1 INTENSIDAD DE CÁLCULO

Primero se calculará la intensidad que circulará por la línea teniendo en cuenta la potencia a evacuar de la planta fotovoltaica.

La intensidad máxima que circula por la instalación subterránea viene determinada por la potencia a transportar.

$$I_{calc} = \frac{P_{evacuación}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)}$$

Donde

- P = Potencia en kW
- V = tensión en kV
- cosφ = Factor de potencia

### 11.2 POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR POR EL CABLE

La máxima potencia que se puede transportar por esta línea, atendiendo al tipo de conductor usado es:

$$P_{máx} = \sqrt{3} * U_n * \cos \phi * I_{max}$$

Donde:



- $P_{max}$ : Potencia máxima a transportar en kW
- $U_n$ : Tensión nominal de la línea
- $\cos \phi$ : Factor de potencia de la línea
- $I_{max}$ : Intensidad máxima admisible del cable

Variando el factor de potencia se pueden obtener las diferentes potencias máximas que pueden circular por la línea en función del mismo.

## 11.3 RESISTENCIA

La resistencia del conductor varía con la temperatura de funcionamiento de la línea. Se adopta como temperatura máxima del conductor en régimen permanente 90°C. El incremento de resistencia en función de la temperatura viene determinado por la expresión:

$$R = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Siendo:

- $R_0$ : La resistencia del conductor a 20°C en  $\Omega/\text{km}$
- $\alpha$ : Coeficiente de temperatura del cobre en  $\text{K}^{-1}$
- $\theta$ : Temperatura máxima del conductor, se adopta el valor correspondiente a 90°C

## 11.4 REACTANCIA DE LA LÍNEA

La reactancia media se calcula por:

$$X_l = 2\pi \cdot f \cdot L$$

- $X_l$ : Reactancia a frecuencia en  $\Omega/\text{km}$
- $f$ : frecuencia de la red en Hz

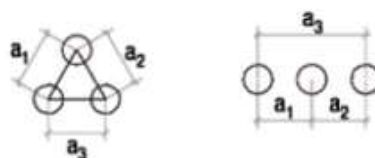
Donde L es el coeficiente de autoinducción que se obtiene por la expresión:

$$L = \left( 0,05 + 0,2 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot DMG}{\varnothing_c} \right) \right) \cdot 10^{-3} (\text{Henrios}/\text{km})$$

- $\varnothing_c$ : Diámetro del conductor
- DMG: Distancia media geométrica entre conductores en mm

$$DMG = \sqrt[3]{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3}$$

Figura 13.- Distancia media geométrica





## 11.5 CAPACIDAD

La capacidad para cables con un solo conductor depende de:

- a) Las dimensiones del mismo (longitud, diámetro de los conductores, incluyendo las eventuales capas semiconductoras, diámetro debajo de la pantalla).
- b) La permitividad o constante dieléctrica  $\epsilon$  del aislamiento.

Para el caso de los cables de campo radial, la capacidad será:

$$C = \frac{0,0241 \cdot \epsilon}{\log \frac{D}{d}} \mu F / km$$

En donde:

- D es el diámetro del aislante
- D es el diámetro del conductor
- $\epsilon$  es 2,5 (XLPE)

La intensidad de carga es la corriente capacitiva que circula debido a la capacidad entre el conductor y la pantalla. La corriente de carga en servicio trifásico simétrico para la tensión más elevada de la red es:

$$I_{cc} = 2\pi f C \frac{U_m}{\sqrt{3}} 10^{-3} A / km$$

En donde:

- C es la capacidad  $\mu F / km$
- $U_m$  es la tensión más elevada del material

## 11.6 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE PARA EL CABLE EN SERVICIO PERMANENTE

Según se establece en la ITC-LAT-06, el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada, no debe dar lugar a una temperatura en el conductor superior a la prescrita en la siguiente tabla.

**Tabla 6.-Temperaturas máximas aislamiento conductores**

Tipo de aislamiento seco	Servicio permanente $\theta_s$	Cortocircuito $\theta_{cc}$ ( $t \leq 5s$ )
Polietileno reticulado XLPE	90°C	250°C

Los valores de intensidad máxima admisible según la ITC-LAT-06 para condiciones estándar que se describen a continuación son los indicados en siguiente tabla.

- Temperatura máxima en el conductor: 90°C
- LSMT en servicio permanente
- 3 cables unipolares bajo tubo en trébol
- Profundidad en instalación: 1 m



- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W
- Temperatura ambiente del terreno a la profundidad indicada: 25°C
- Temperatura del aire ambiente: 40°C

**Tabla 7.- Intensidades máximas admisibles en conductores XLPE, Al, bajo tubo**

Sección (mm <sup>2</sup> )	XLPE
	Al
240	320
400	415

En el caso en que no se cumplan las condiciones descritas anteriormente, la intensidad admisible deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquellas.

Las condiciones a considerar para la corrección del valor de la intensidad admisible son las siguientes:

- Temperatura del terreno
- Agrupación de los circuitos
- Resistividad térmica del terreno
- Profundidad de la instalación

Tras la aplicación de los diferentes factores correctores, debe cumplirse que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a la prescrita en la tabla anterior.

A continuación, se muestran las tablas con los factores de corrección para cada una de las condiciones.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección (Fct), de la intensidad máxima admisible para temperaturas del terreno distintas de 25 °C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor.

**Tabla 8.-Factor de corrección de temperatura**

Temperatura Servicio Permanente $\theta_s$ (90 °C)	
Temperatura del terreno $\theta_t$ (°C)	Factor de corrección
10	1,11
15	1,07
20	1,04
25	1,00
30	0,96
35	0,92
40	0,88
45	0,83
50	0,78

En nuestro caso se considera un factor Fct = 1, que se corresponde con una temperatura del terreno estimada de 25°C.



El factor relativo a agrupación de circuitos (Fca), cuando una línea subterránea de media tensión se componga de una agrupación de tubos, la intensidad admisible dependerá del tipo de agrupación empleado y variará para cada cable o terna según este colocado en un tubo central o periférico. Cada caso deberá estudiarse individualmente por el proyectista. Además, se tendrán en cuenta los coeficientes aplicables en función de la temperatura y resistividad térmica del terreno y profundidad de la instalación.

Para las ternas de cable enterradas en una zanja en el interior de tubos, se aplicarán los coeficientes indicados en la

**Tabla 9.- Coeficiente corrector por agrupación de cables**

Circuitos en tubulares soterrados (un circuito trifásico por tubo)			
Tubos dispuestos en plano horizontal			
Circuitos agrupados	Distancias entre tubos en mm		
	Contacto	200	400
2	0.8	0.83	0.87
3	0.7	0.75	0.8
4	0.64	0.7	0.77

En nuestro caso se considera un factor  $F_{ca} = 0,7$ , para una zanja de 3 circuitos con tubos en contacto.

La resistividad térmica del terreno depende del tipo de terreno y de su humedad, aumentando cuando el terreno está más seco. La tabla siguiente muestra valores de resistividades térmicas del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad.

**Tabla 10.- Resistividad del terreno según la naturaleza**

Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40<	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
0,90	Hormigón
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
<b>2,00</b>	<b>De piedra arenisca</b>
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

En la siguiente tabla se indican, para distintas resistividades térmicas del terreno ( $F_{crt}$ ), los correspondientes factores de corrección de la intensidad máxima admisible.

**Tabla 11.- Factores de corrección de resistividad para cables bajo tubo**

Tipo de instalación	Sección del conductor $mm^2$	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75



	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	<b>240</b>	<b>1,15</b>	<b>1,12</b>	<b>1,10</b>	<b>1,00</b>	<b>0,92</b>	<b>0,86</b>	<b>0,81</b>
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

En nuestro caso se considera un factor  $F_{crt} = 0,92$ , que se corresponde con una resistividad térmica del terreno de 2 K·m/W para un conductor de 240 mm<sup>2</sup> de sección.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección que deben aplicarse para profundidades de instalación ( $F_{cp}$ ) distintas de 1m.

**Tabla 12.-Factores de corrección de profundidad**

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>1,25</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>	<b>0,98</b>



Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤ 185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

En nuestro caso se considera un factor  $F_{cp} = 0,98$ .

En base a los factores expuestos, la intensidad admisible permanente del conductor se calculará por la siguiente expresión:

$$I_{adm} = I \cdot F_{ct} \cdot F_{crt} \cdot F_{ca} \cdot F_{cp} \cdot F_a$$

Donde:

- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible en servicio permanente, en A.
- $I$ : Intensidad del conductor sin coeficientes de corrección, en A.
- $F_{ct}$ : Factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- $F_{crt}$ : Factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- $F_{ca}$ : Factor de corrección debido a la agrupación de circuitos.
- $F_{cp}$ : Factor de corrección debido a la profundidad de soterramiento.
- $F_a$ : Factor de corrección adicional

## 11.7 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

La pérdida de potencia será por efecto Joule se producen debido al calentamiento del conductor ante el paso de la corriente eléctrica y se calculará mediante la siguiente expresión:

$$P_j = 3 \cdot R \cdot l \cdot I^2$$

- $P_j$ : Potencia de pérdidas por efecto Joule en Watios.
- $R$ : Resistencia de la línea en  $\Omega/\text{km}$ .
- $l$ : Longitud de la línea en km
- $I$ : Intensidad de cálculo en Amperios.

## 11.8 PÉRDIDA DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia de una línea vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{P^2 \cdot L \cdot R_{90}}{U^2 \cdot (\cos\phi)^2}$$

El total de potencia activa perdida no debe ser superior al 3%.



## 11.9 CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA

La caída de tensión que se produce en una línea trifásica, viene determinada por la fórmula:

$$U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (R \cdot \cos \theta + X \cdot \operatorname{sen} \theta)$$

- U: Caída de tensión en V
- I: Intensidad en A.
- l: Longitud de la línea en km.
- R: Resistencia del conductor en corriente alterna a la temperatura de servicio en  $\Omega/\text{Km}$
- X: Reactancia a frecuencia en  $\Omega/\text{km}$
- $\theta$ : Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

Los factores se calculan de acuerdo con la norma UNE21144.

Los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales serán de  $\pm 7$  por 100 de la tensión de alimentación declarada, de acuerdo al R.D. 1955/2000 de 1 de diciembre.

La caída de tensión con respecto a la tensión nominal de la línea debe ser menor del 5%.

## 11.10 COMPROBACIÓN DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR EN RÉGIMEN DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se supone como dato de partida la potencia de cortocircuito en la red de media tensión, suministrado por la compañía suministradora EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales S.L.U., siendo esta de 554 MVA.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Ha de comprobarse con la norma UNE 21-192 que la sección mínima del conductor, en régimen adiabático, para la intensidad de cortocircuito trifásica obtenida, resulta inferior a la del cable a instalar.

$$I_{cc} = \frac{S \cdot K}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}}$$

Donde:

- $I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito en A
- S: Sección del conductor



- t: Duración del cortocircuito en segundos (se tomará 1 seg)
- $\theta_f$ : Temperatura final en °C de la pantalla en el cortocircuito (250 °C)
- $\theta_i$ : Temperatura inicial en °C de la pantalla en el cortocircuito (90 °C)
- K y  $\beta$ : dependen de la naturaleza del conductor y, para aluminio adoptan los valores siguientes:
  - K=94
  - $\beta$ =228

Como se puede apreciar, la sección del conductor es mayor a la obtenida por intensidad de cortocircuito máxima de la red de distribución.

La intensidad de cortocircuito soportada por el conductor según catálogo es 22,56 kA, superior a la de la red de distribución.

## 11.11 COMPROBACIÓN DE LA SECCIÓN DE LA PANTALLA EN RÉGIMEN DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se supone como dato de partida la potencia de cortocircuito en la red de media tensión, suministrado por la compañía suministradora EDISTRIBUCIÓN Redes Digitales S.L.U., siendo esta de 63 MVA.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

La intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla de aluminio se calcula siguiendo la norma UNE 211003 y el método descrito en la norma UNE 21192.

Se tiene en cuenta que el espesor de la pantalla de Al es de 0,3 mm, con una temperatura inicial de 70°C y una temperatura final de 180°C.

para la intensidad de cortocircuito monofásico obtenida, resulta inferior a la del cable a instalar.

$$I_{cc} = \frac{S \cdot K}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}}$$

Donde:

- $I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito en pantalla en A
- S: Sección del conductor
- t: Duración del cortocircuito en segundos (se tomará 1 seg)
- $\theta_f$ : Temperatura final en °C de la pantalla en el cortocircuito (180 °C)
- $\theta_i$ : Temperatura inicial en °C de la pantalla en el cortocircuito (70 °C)
- K y  $\beta$ : dependen de la naturaleza del conductor y, para aluminio adoptan los valores siguientes:
  - K: 94



○ β: 228

## 11.12 RESUMEN DE RESULTADOS TRAMO SUBTERRÁNEO

### TRAMO I

*Tabla 13.- Cálculos tramo I Subterráneo*

CÁLCULOS DEL TRAMO SUBTERRÁNEO			
LÍNEA DE EVACUACIÓN "FV MESA ROLDAN 5" 20kV			
Cálculos generales			
Potencia aparente de cálculo	2,5 MVA		
Tensión nominal	20 kV		
Tensión más elevada de la red	24 kV		
Tensión (Uo/Un)	(12/20)		
Factor de potencia	0,9		
<b>Intensidad calculada por la línea</b>	<b>80 A</b>		
Longitud de la línea	97,75 m		
Diámetro tubo	200 mm		
Diámetro aparente de los conductores	77,57 mm		
Diámetro mínimo necesario	116,35 mm		
<b>Intensidad máxima admisible por el conductor bajo tubo catálogo</b>	<b>320 A</b>		
Factor de corrección por temperatura	1		
Factor de agrupación de conductores	0,7		
Factor de corrección por resistividad térmica	0,92		
Factor por profundidad	0,98		
Factor de corrección por temperatura	0,631		
<b>Intensidad máxima admisible corregida por el conductor bajo tubo</b>	<b>202 A</b>		
Número de conductores por fase	1		
Intensidad máxima admisible corregida por circuito	<b>202 A &gt; 80 A</b>		
<b>Factor de carga</b>	<b>39,70%</b>		
Cálculos caída de tensión			
Resistencia a 20°	0.125 Ω/km		
Resistencia de la línea a 90°C	0,1603 Ω/km		
Reactancia de la línea	0,100 Ω/km		
Caída de tensión a 90°C	3 V		
<b>% Caída de tensión a 90°C</b>	<b>0,013%</b>		
Intensidad	80 A		
Temperatura del conductor a 80 A	35,25°C		
Resistencia de la línea a 35,25 °C	0,1327 Ω/km		
Caída de tensión a 35,25 °C	<b>2 V</b>		
<b>% Caída de tensión a 35,25°C</b>	<b>0,011 %</b>		
Capacidad máxima de transporte según f.d.p.			
Factor de potencia	0,85	0,9	1
P máxima	5,95 MW	6,30 MW	7,00 MW



Pérdida de potencia	
Pérdida de potencia activa total a 90 °C	0,30 kW
<b>% Pérdida de potencia 90 °C</b>	<b>0,01%</b>
Pérdida de potencia activa total a 35,25 °C	0,25 kW
<b>% Pérdida de potencia 35,25 °C</b>	<b>0,01%</b>
Intensidad de cortocircuito	
Potencia de cortocircuito máxima	554 MVA
Icc trifásico en la red de distribución	15992 A
Temperatura inicial de cortocircuito conductor	90.00 °C
Temperatura final de cortocircuito conductor	250.00 °C
<b>Icc (Temperatura de inicio de 90.00°C)</b>	<b>22560 A</b>
Icc (Temperatura de inicio de 35.25°C)	27293 A
Potencia de cortocircuito mínima	63 MVA
Icc en la red de distribución	1819 A
Temperatura inicial de cortocircuito pantalla	70.00 °C
Temperatura final de cortocircuito pantalla	180.00 °C
Intensidad de cortocircuito en la pantalla por catálogo	3310 A

## 11.13 CÁLCULO DEL CAMPOS ELECTROMAGNÉTICO

El R.D. 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el “Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección frente a las emisiones radioeléctricas”, adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas. Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz, el límite establecido es de 100 microteslas (100 µT).

Para calcular el valor eficaz del campo magnético en un punto cuando no existe ningún apantallamiento magnético se puede emplear la ley de Biot-Savart:

$$B = \mu_0 \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r} [T]$$

Donde:

I = corriente que circula por el conductor, a 50 Hz (A).

r = distancia del conductor al punto donde se calcula el campo magnético (m).

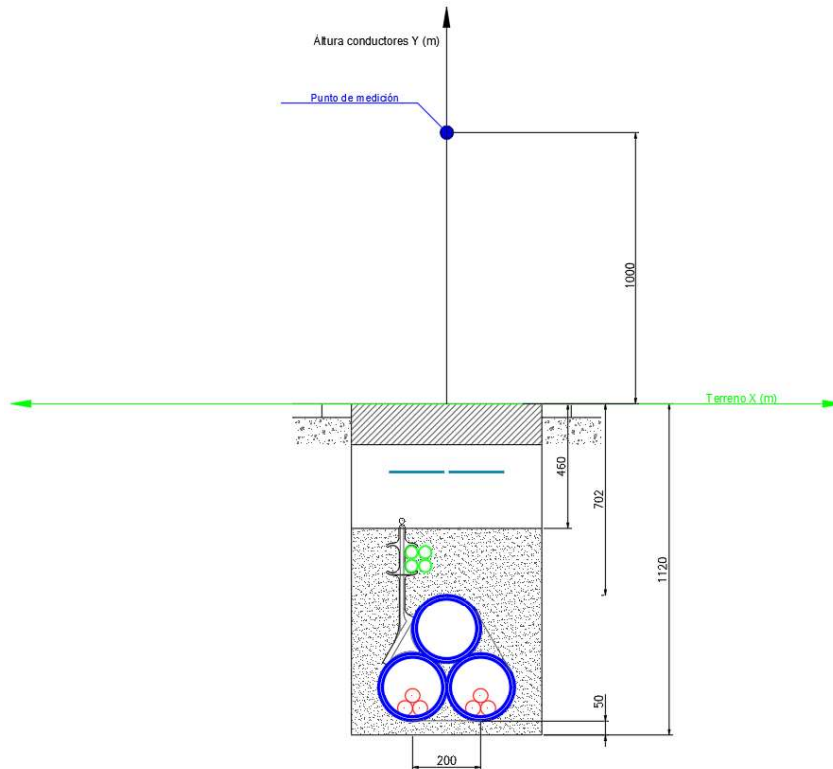
Los datos introducidos para la simulación del campo magnético son:

- Los conductores seleccionados.
- El tipo de instalación de la zanja.
- Las distancias entre los conductores.
- Las características de tensión y potencia a transportar.



Los puntos de medición se situarán a 1m en el eje Y sobre la zanja, con mediciones cada 5 m en el eje X (50 m a cada lado de la zanja).

**Figura 14.- Datos de entrada**



Los resultados arrojados por la simulación aparecen en la tabla y gráfico siguientes:

**Tabla 14.- Resumen de resultados**

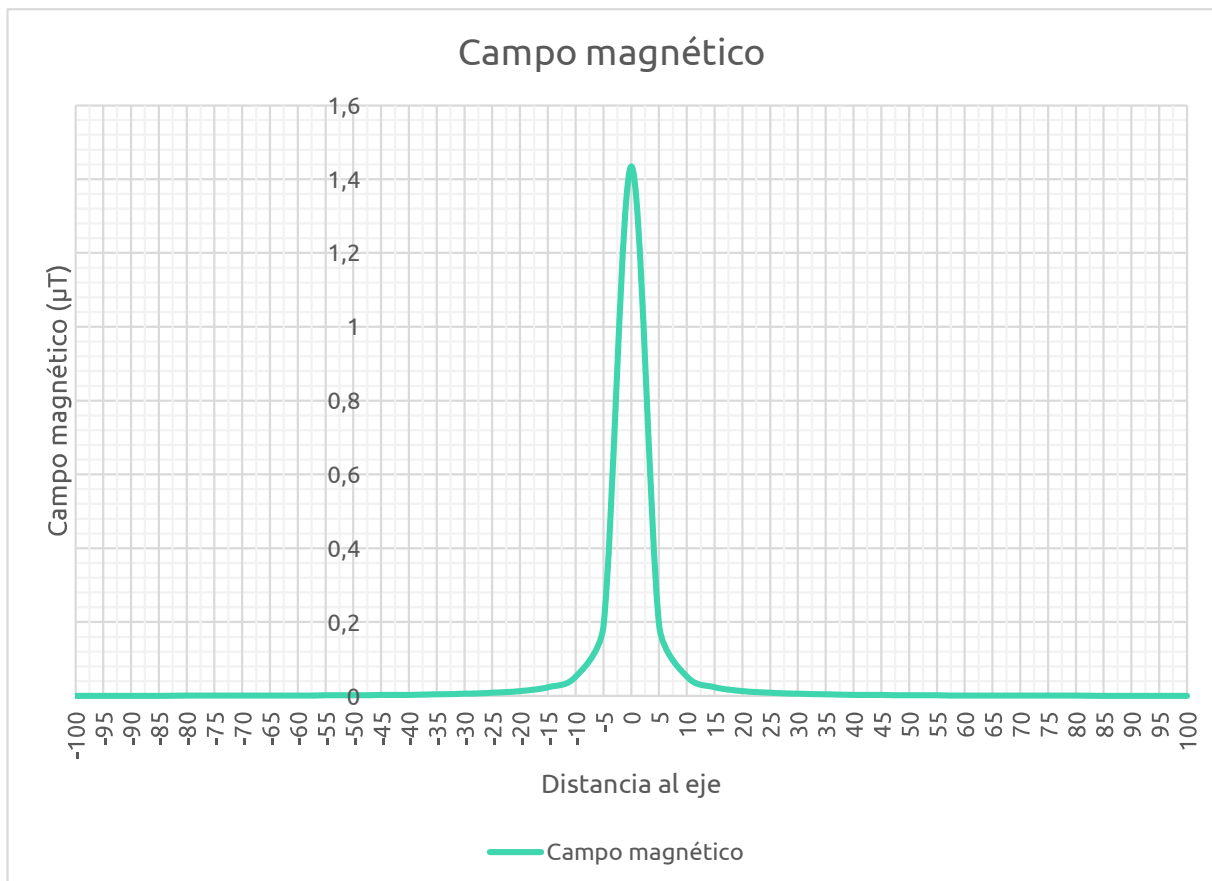
Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu T$ )	Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu T$ )
-100	0,0005	-30	0,0061
-95	0,0006	-25	0,0087
-90	0,0007	-20	0,0136
-85	0,0008	-15	0,0239
-80	0,0009	-10	0,0528
-75	0,001	-5	0,19
-70	0,0011	0	1,4351
-65	0,0013	5	0,19
-60	0,0015	10	0,0528
-55	0,0018	15	0,0239
-50	0,0022	20	0,0136
-45	0,0027	25	0,0087
-40	0,0034	30	0,0061
-35	0,0045	35	0,0045



Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu\text{T}$ )
40	0,0034
45	0,0027
50	0,0022
55	0,0018
60	0,0015
65	0,0013
70	0,0011

Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu\text{T}$ )
75	0,001
80	0,0009
85	0,0008
90	0,0007
95	0,0006
100	0,0005

Gráfica 1.-Campo magnético



## 12 CÁLCULOS DE LA LÍNEA AÉREA

### 12.1 INTRODUCCIÓN

En el presente apartado se justifican los cálculos eléctricos correspondiente al tramo II de la línea aérea de media tensión.

Las características de la línea aérea a 20 kV APOYO 01 (PAS) – APOYO 02 (A100492):



- Tipo de apoyo predominante: Torres metálicas
- Longitud aérea: 16 m
- Número de circuitos: 2
- Número de conductores por fase: 1
- Conductor de fase: LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
- Frecuencia: 50 Hz
- Altitud media de la línea sobre el nivel del mar: 20 m
- Categoría de la línea: Zona A

## 12.2 CAPACIDAD DE TRANSPORTE

### 12.2.1 Densidad de corriente e intensidad máxima admisible

La densidad de corriente máxima admisible en régimen permanente, de acuerdo con el artículo 4.2.1 de la ITC-07 del R.D. 223/2008 para una línea de corriente alterna y 50 Hz de frecuencia para conductores de Aluminio se obtiene de la tabla 11 de dicha instrucción:

*Tabla 15.-Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente*

Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Cobre	Aluminio	Aleación de AL
10	8,75		
15	7,6	6	5,6
25	6,35	5	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,1	4	3,7
70	4,5	3,55	3,3
95	4,05	3,2	3
125	3,7	2,9	2,7
160	3,4	2,7	2,5
200	3,2	2,5	2,3
250	2,9	2,3	2,15
300	2,75	2,15	2
400	2,5	1,95	1,8
500	2,3	1,8	1,7
600	2,1	1,65	1,55

Al emplear una sección de cable que no se encuentra en dicha tabla, para obtener el valor de la densidad de corriente se interpolará entre valores externo de la tabla lo más ajustados posibles, que contengan la sección.

Por lo tanto, se interpola para la sección de cable empleada mediante la siguiente fórmula:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{\sigma_1 - \sigma_0}{S_1 - S_0} \cdot (S - S_0)$$



Siendo:

- $S_0$  : sección inferior a la escogida
- $\sigma_0$  : valor tabla correspondiente a la sección inferior a la escogida
- $S_1$  : sección superior a la escogida
- $\sigma_1$  : valor tabla correspondiente a la sección superior a la escogida
- $S$  : sección conductor escogido
- $\sigma$  : valor calculado

A ese valor obtenido se le aplica un factor de corrección, al ser un cable de Aluminio-Acero. El factor de corrección viene dado en la ITC-07 apartado 4.2.1 del R.D. 223/2008. Tendrá un valor que varía en función de la composición del conductor. La densidad de corriente corregida se obtiene mediante la siguiente expresión.

$$\sigma_c = \sigma \cdot f_c$$

Se obtiene la intensidad máxima admisible por el conductor mediante la expresión:

$$I_{m\acute{a}x} = \sigma_c \cdot S$$

Con todo ello, se obtienen los siguientes resultados:

**Tabla 16.-Densidad de corriente**

Densidad de corriente	
Sección inferior a la escogida	50,0 mm <sup>2</sup>
Sección superior a la escogida	70,0 mm <sup>2</sup>
$\sigma_0$	3,70 A/mm <sup>2</sup>
$\sigma_1$	3,30 A/mm <sup>2</sup>
$\sigma$	3,61 A/mm <sup>2</sup>
Número de hilos	7
$f_c$	1
$\sigma_c$	3,61 A/mm <sup>2</sup>
$S$	54,6 mm <sup>2</sup>
$I_{max}$	197,0 A

## 12.2.2 Capacidad de transporte máxima en régimen en verano/invierno

Se ha calculado la capacidad de transporte del circuito de la línea y su variación con la temperatura ambiente, con una velocidad de viento de 0,6 m/s perpendicular al conductor y considerando el efecto de la radiación solar en las condiciones climáticas de la zona más desfavorable.



El resumen de los resultados obtenidos es el siguiente (MVA por circuito y A por conductor).

**Tabla 17.-Capacidad de transporte**

	Tª del conductor: 70,0 °C	
	Capacidad de Transporte por circuito (MVA)	Intensidad admisible por conductor (A)
Tª Invierno: 9,5 °C	9,85 MVA	284,0 A
Tª Verano: 28,6 °C	8,13 MVA	235,0 A

Las temperaturas se han obtenido de la Guía Resumen del Clima en España de 1971-2000, del ministerio de Obras Públicas y Transporte, edición 2001. Para el cálculo de la capacidad de transporte por circuito se han seleccionado las medias de las temperaturas máximas del mes más cálido y del mes más frío.

Con el presente estudio se cumple lo establecido en el R.D. 223/2008, ya que se ha tenido en cuenta la temperatura alcanzada por los conductores, las condiciones climatológicas y la carga en línea.

## 12.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

### 12.3.1 Resistencia eléctrica

La resistencia de la línea se calcula mediante la siguiente expresión.

$$R = \frac{R_k \cdot l}{n \cdot n_c}$$

Dónde:

- R=Resistencia total de la línea ( $\Omega$ )
- $R_k$ =Resistencia por kilómetro de conductor ( $\Omega/\text{km}$ )
- l= Longitud de la línea (km)
- n= Número de conductores por fase
- $n_c$ = Número de circuitos

### 12.3.2 Reactancia del conductor

La reactancia kilométrica de la línea se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left( 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left( \frac{DMG}{RMG'} \right) \right)$$

Donde:

- $X_k$ = Reactancia aparente en  $\Omega/\text{km}$ .
- f= Frecuencia de la red en hercios=50.
- RMG= Radio medio geométrico de una fase en milímetros.

DMG= Separación media geométrica entre conductores en milímetros.



## 12.3.3 Capacitancia

La capacidad de cada fase al neutro por unidad de kilómetro se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_k = \frac{0,0556}{\ln \frac{DMG}{RMG}}$$

## 12.3.4 Susceptancia

La Susceptancia kilométrica ( $B_k$ ), que es la parte imaginaria de la admitancia, viene dada por la expresión:

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_k$$

## 12.3.5 Impedancia de la línea

La impedancia kilométrica de la línea ( $Z_k$ ) viene determinada por la siguiente expresión:

$$Z_k = R_k + j \cdot X_k$$

## 12.3.6 Caída de tensión

La caída tensión viene dada por la fórmula:

$$e = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot l \cdot (R_k \cdot \cos \theta + X_k \cdot \sen \theta)$$

$$e(\%) = \frac{e}{U_N} \cdot 100$$

Dónde:

- $e$  = Caída de tensión (V)
- $L$  = Longitud de la línea (km)
- $I_c$  = Intensidad de cálculo (A)
- $R_k$  = Resistencia por fase y por kilómetro de conductor ( $\Omega/\text{km}$ )
- $X_k$  = Reactancia por fase y por kilómetro de conductor ( $\Omega/\text{km}$ )
- $\theta$  = Ángulo de desfase entre la intensidad y la tensión en el extremo receptor
- $U_N$  = Tensión nominal (kV)

Se admite una caída máxima de tensión del 5%.

## 12.3.7 Pérdidas por efecto joule

Si por un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido al choque que sufren los electrones con las moléculas del conductor por el que circulan elevando la temperatura de este.

Las pérdidas por efecto Joule, vienen dadas por la siguiente ecuación:



$$R_k(T_{trabajo}^{\circ}) = R_k(20^{\circ}) \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta_{trabajo} - \theta_{20^{\circ}}))$$

Donde:

$\alpha$  = Coeficiente de temperatura de la resistencia a 20°C del Aluminio (0,00403°C)

$\theta_{trabajo}$  = Temperatura máximo de trabajo del conductor (°C)

$\theta_{20^{\circ}}$  = Temperatura del conductor a 20°C

$$P(\%) = \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \phi} \times 100$$

- P = Potencia transportada por circuito (MW)
- R = Resistencia del conductor a la temperatura máxima de operación (Ω/km)
- L = Longitud de la línea (km)
- U = Tensión nominal (kV)
- Cos  $\phi$  = factor de potencia de la carga.

Se admite una pérdida de potencia máxima por efecto Joule del 3%.

## 12.4 RESUMEN DE RESULTADOS DEL CÁLCULO ELÉCTRICO

RESUMEN DE RESULTADOS	
Potencia de diseño	2,78 MVA
Tensión de diseño	20 kV
Intensidad de cálculo	80,2 A
Valores eléctricos por km	
Resistencia Rk	0,349 Ω/km
Reactancia Xk	0,204 Ω/km
Capacidad de la línea C'	0,019 μF/km
Susceptancia capacitiva B'	5,843 μS/km
Valores eléctricos totales línea	
Resistencia R	0,006 Ω
Reactancia X	0,003 Ω
Capacidad de la línea C'	0,000 Ω
Susceptancia capacitiva B'	0,093 Ω
Efecto corona	
Campo crítico de inicio de corona visible	19,89 kVp/cm
Campo crítico de inicio de descargas	13,88 kVp/cm
Campo eléctrico en la superficie del conductor	3,92 kVp/cm
Pérdidas en la línea	
Pérdidas joule	0,00 MW
	0,00%
Pérdidas efecto corona	0,00 MW
	0,00%
Pérdidas totales	0,00 MW



	0,00%
Caída de tensión	0,00 kV
	0,00%
<b>Redimiento de la línea</b>	
100,00%	

## 12.5 CÁLCULO DEL CAMPO ELECTROMAGNÉTICO

El R.D. 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el “Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección frente a las emisiones radioeléctricas”, adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas. Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz, el límite establecido es de 100 microteslas (100  $\mu$ T).

Para calcular el valor eficaz del campo magnético en un punto cuando no existe ningún apantallamiento magnético se puede emplear la ley de Biot-Savart:

$$B = \mu_0 \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot I / (2 \cdot \pi \cdot r) \text{ (T)}$$

Donde:

I = corriente que circula por el conductor, a 50 Hz (A).

r = distancia del conductor al punto donde se calcula el campo magnético (m).

### 12.5.1 Resultado del campo electromagnético

Los datos a introducir son la posición de los conductores en el punto más bajo del vano (para la línea de media de este proyecto se ha optado por 7 m de altura como mínimo).

Se cogerá una distancia de 100 m desde el eje de la línea con divisiones cada 10 m a cada lado del eje X para evaluar el campo magnético.

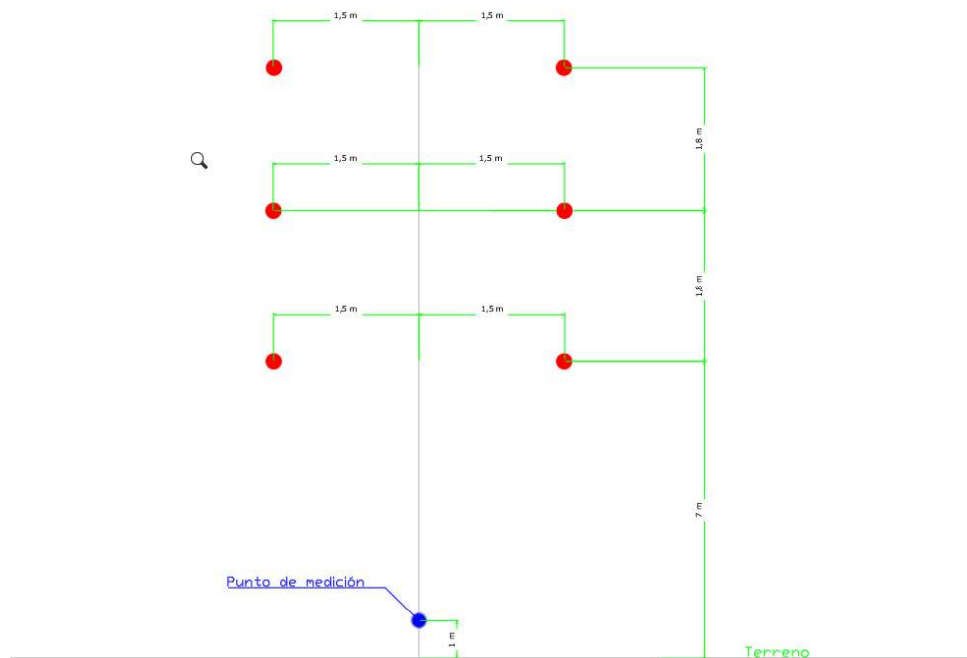
El punto de medición se situará a 1m en el eje y mediciones cada 10 m en el eje X de altura.

El ancho de semicrucetas escogido es de 1,5 m y la distancia vertical entre fases es de 7 m.

La intensidad calculada en la línea es menos de 10 A ya que la potencia que transporta en media tensión es muy reducida. Para ponernos del lado de la seguridad se ha cogido la intensidad aproximada que podría soportar el conductor de 465 A desfasados 120°



Figura 15.-Datos de entrada



Los resultados arrojados por la simulación aparecen en la tabla y gráfico siguientes:

Tabla 18-. Resumen de resultados

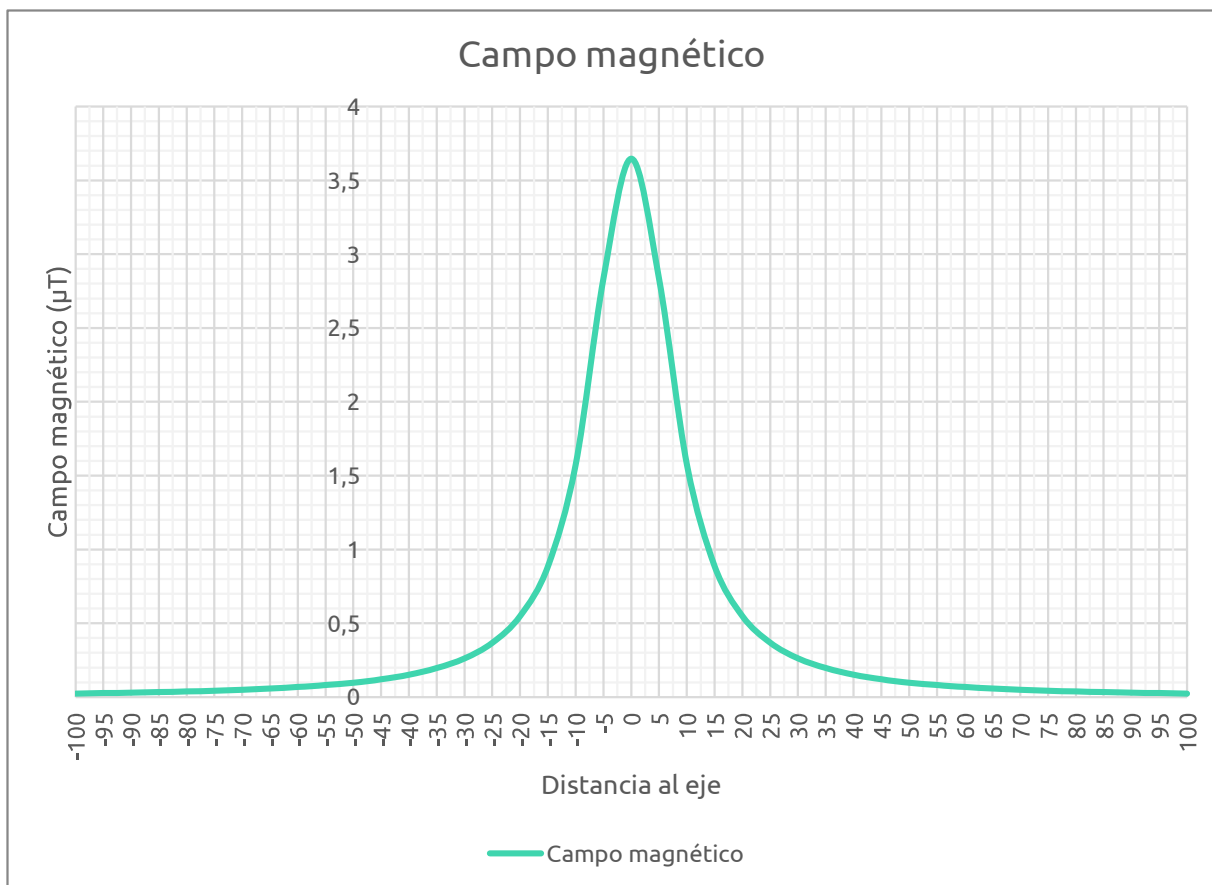
Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu$ T)	Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu$ T)
-100	0,025	-15	0,889
-95	0,028	-10	1,574
-90	0,031	-5	2,838
-85	0,035	0	3,648
-80	0,039	5	2,828
-75	0,044	10	1,571
-70	0,051	15	0,888
-65	0,059	20	0,55
-60	0,069	25	0,369
-55	0,082	30	0,263
-50	0,099	35	0,197
-45	0,121	40	0,152
-40	0,152	45	0,121
-35	0,197	50	0,099
-30	0,263	55	0,082
-25	0,369	60	0,069
-20	0,551		



Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu\text{T}$ )
65	0,059
70	0,051
75	0,044
80	0,039

Distancia al eje (m)	Valor del campo ( $\mu\text{T}$ )
85	0,035
90	0,031
95	0,028
100	0,025

Gráfica 2.- Campo magnético



## 12.6 CÁLCULO MECÁNICO

### 12.6.1 Cargas y sobrecargas a considerar del conductor (ZONA A)

Según el artículo 3.1 de la ITC-07 del R.D. 223/2008 las cargas y sobrecargas a considerar se distinguen según:

- Cargas permanentes
- Sobrecarga debida a la acción del viento

Además de esto se calculará la carga total (sobrecarga debida a la acción del peso y viento).



## 12.6.1.1 Cargas permanentes

Se considerará la carga vertical debida al peso del propio conductor, que se calcula tal y como sigue a continuación:

- Conductor LARL-56

Para obtener el valor en daN/m se realiza la siguiente conversión de unidades:

$$P_C = 0,412 \frac{Kg}{m} \cdot 0,981 \frac{daN}{Kg} = 0,404 \frac{daN}{m}$$

## 12.6.1.2 Cargas debidas a la acción del viento

Según el artículo 3.1.2.1 del R.D. 223/2008, la presión producida por el viento sobre el conductor o cable de tierra viene dada por la siguiente expresión:

$$P_V = q \cdot d$$

Donde:

- $P_V$ : Presión del viento en daN/m
- $d$ : Diámetro del conductor en metros
- $q$ : Presión de viento, se calcula mediante una de las siguientes expresiones
- $V_V$ : Velocidad del viento en km/h y se toma 120 Km/h como mínimo.

$$q = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \quad d \leq 16 \text{ mm}$$

$$q = 50 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \quad d > 16 \text{ mm}$$

- Conductor LARL-56

Se calculará mediante la segunda expresión:

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

Con lo que se puede calcular la presión producida por el viento:

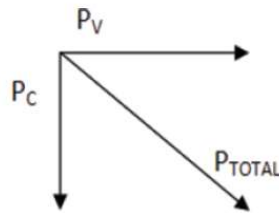
$$P_V = q \cdot d = 60 \cdot 0,0143 = 0,859 \frac{daN}{m}$$

Para calcular la carga total, deben componerse vectorialmente el peso y la fuerza del viento.

## 12.6.1.3 Peso aparente por sobrecarga de viento

La carga total se obtiene mediante la suma vectorial del peso y la presión del viento:

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2}$$



- Conductor LARL-56

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = 0,949 \frac{daN}{m}$$

## 12.7 ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

Los conductores de las líneas eléctricas aéreas están sujetos a la influencia de:

- Variaciones de temperatura
- La acción del viento

Estas magnitudes son de origen climatológico y cada uno de estos factores afecta a la tensión mecánica, a la longitud del conductor y a la flecha. Es por ello que se hace necesario relacionar estas variables, y esto se realiza mediante la “ecuación de cambio de condiciones”.

La “ecuación de cambio de condiciones” nos permite calcular la componente horizontal de la tensión para unos valores determinados de sobrecarga (que será el peso total del conductor y cadena + sobrecarga de viento o nieve, si existiesen) y temperatura, partiendo de una situación de equilibrio inicial de sobrecarga, temperatura y tensión mecánica. Esta ecuación tiene la forma:

$$T^2 * (T + A) = B$$

$$A = \alpha * (\theta - \theta_0) * S * E - T_0 + \frac{\alpha_r^2}{24} * \frac{P_0^2}{T_0^2} * S * E$$

$$B = \frac{\alpha_r^2 * P^2}{24} * S * E$$

- a=Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- T<sub>0</sub>= Tensión horizontal en las condiciones iniciales (daN)
- Θ<sub>0</sub>= Temperatura en las condiciones iniciales (°C)
- P<sub>0</sub>= Sobrecarga en las condiciones iniciales según zona donde nos encontremos (daN/m)
- T=Tensión horizontal en las condiciones finales (daN)
- Θ= Temperatura en las condiciones finales (1/°C)
- P=Sobrecarga en las condiciones finales (daN/m)
- S=Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)



- E= Módulo de elasticidad del conductor (daN/mm<sup>2</sup>)
- $\alpha$  = Coeficiente de dilatación lineal del conductor (m/°C)

## 12.8 CÁLCULOS MECÁNICOS A CONSIDERAR

Según el artículo 3.2 de la ITC-07 se realizarán siguientes cálculos mecánicos:

- Tracción máxima admisible
- Comprobación de los fenómenos vibratorios
- Flechas máximas de los conductores

### 12.8.1 Tracción máxima admisible

El R.D. 223/2008 establece que la tracción máxima admisible de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por un coeficiente como mínimo de 2,5 (en el presente estudio se utilizará un coeficiente de seguridad de valor igual a 3), considerándose sometidos a la hipótesis de sobrecarga que se presentan a continuación.

**Tabla 19.- Condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible**

Zona A			
Hipótesis	Temperatura (° C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga Hielo
Tracción máxima viento	-5	120 Km/h	No aplica

La tracción máxima admisible se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{max.adm} = \frac{Q_r}{C_s}$$

Donde:

- $T_{max.adm}$ =Tracción máxima admisible en daN
- $Q_r$ = Carga de rotura en daN
- $C_s$ =Coeficiente de seguridad, que es igual a 3

Para cada conductor resulta:

- Conductor LARL-56

$$T_{max.adm} = \frac{3348,97}{3} = 1116,32 \text{ daN}$$

La tensión al ser un vano flojo será aproximadamente de **500 daN**.

La tensión unitaria máxima ( $t_{max.adm}$ ) se calcula como el cociente entre la tracción máxima admisible y la sección del conductor.

$$t_{max.adm} = \frac{T_{max.adm}}{S_{conductor}}$$

- Conductor LARL-56



$$t_{max.adm} = \frac{1210}{125,1} = 9,67 \frac{daN}{mm^2}$$

## 12.8.2 Tensión de cada día (Every day stress, EDS)

La aparición de fenómenos vibratorios en un conductor se encuentra condicionada por la tensión a la que éste se ve sometido. Para tensiones mecánicas elevadas aumentan las probabilidades de que se produzca este fenómeno.

Para evitar que se produzcan vibraciones en el cable que puedan conducir a la rotura de los hilos que lo componen es conveniente mantener dicha tensión dentro de unos límites.

Se define la tensión de cada día como la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura media, sin que exista sobrecarga alguna. Se expresa en tanto por ciento de la carga de rotura del cable y está ligado a una temperatura que se llama "temperatura de cada día".

Se calcula de la siguiente manera:

$$EDS(\%) = \frac{T}{Q_r} \leq 15 \%$$

Donde:

- T=Tensión a 15°C sin sobrecarga en daN
- Q<sub>r</sub>= Carga de rotura en daN

## 12.8.3 Tensión en horas frías (Cold Hour stress, CHS)

Al igual que el apartado anterior, la aparición de fenómenos vibratorios en un conductor se encuentra condicionada por la tensión a la que éste se ve sometido.

Para evitar que se produzcan vibraciones en el cable que puedan conducir a la rotura de los hilos que lo componen es conveniente mantener dicha tensión dentro de unos límites.

Se define la tensión del conductor en las horas frías no sea superior a como la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura de -5°C, sin que exista sobrecarga alguna. Se expresa en tanto por ciento de la carga de rotura del cable y está ligado a una temperatura de -5°C.

Se calcula de la siguiente manera:

$$CHS(\%) = \frac{T}{Q_r} \leq 20 \%$$

Donde:

- T=Tensión a -5°C sin sobrecarga en daN
- Q<sub>r</sub>= Carga de rotura en daN

### 12.8.3.1 Comprobación de fenómenos vibratorios



A la hora de determinar las tracciones mecánicas de los conductores y cables de tierra deberá tenerse en cuenta la incidencia de posibles fenómenos vibratorios que pueden, no sólo acortar la vida útil de los mismos, sino también dar lugar a desgaste y fallos en herrajes, aisladores y accesorios, e incluso en elementos de los apoyos. Estos fenómenos son producidos por la vibración eólica y en el caso de conductores en haz, además, la vibración del subvano (entre separadores).

La elección de una tracción adecuada a la temperatura ambiente y el uso de amortiguadores y separadores debidamente posicionados ayudan a prevenir estos fenómenos.

En general, se recomienda que la tracción a temperatura de 15 °C no supere el 22% de la carga de rotura, si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o que bien no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan.

También se recomienda la instalación de grapas de suspensión con varillas de protección.

En el presente proyecto la tracción a temperatura de 15°C, como ya se indicó anteriormente, no supera el 15 % (Se ha seleccionado un EDS del 4,86%), por tanto, no se requiere de la implantación en la línea de amortiguadores y separadores.

En el diseño se tendrá también en cuenta que el CHS o tensión del conductor en horas frías no sea superior al 20%.

## 12.8.4 Flecha máxima de conductores de fase

La flecha es la distancia en vertical entre el punto más bajo del conductor y el punto de sujeción del mismo.

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 3.1.3 de la ITC- 07, que son las siguientes:

En las zonas A, B y C:

- Hipótesis de viento. Sometidos a la acción de su peso propio y una sobrecarga de viento, según el apartado 3.1.2 de la ITC-LAT-07, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de +15 °C.
- Hipótesis de temperatura. Sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para líneas de categoría especial, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +85°C para los conductores de fase. Para el resto de líneas, para los conductores de fase, esta temperatura no será en ningún caso inferior a + 50 °C.
- Hipótesis de hielo. Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el apartado 3.1.3, a la temperatura de 0 °C.

Las flechas que se alcanzan en cada vano, se han calculado utilizando la ecuación de Truxá:

$$f = \frac{p \cdot a \cdot b}{8 \cdot T} \cdot \left( 1 + \frac{a^2 \cdot p^2}{48 \cdot T^2} \right)$$



Donde:

a: Longitud proyectada del vano (m)

b: Longitud real del vano (m)

$$b = \sqrt{a^2 + h^2}$$

h=Desnivel (m)

T= Componente horizontal de la tensión (daN)

p=Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m)

## 12.8.4.1 Vano ideal de regulación

Si el cálculo de las tensiones y flechas se hiciese de modo independiente para cada uno de los vanos del tramo, en función de las diferentes longitudes de los vanos, habría que tensar de manera distinta en vanos contiguos, pero como los cables cuelgan de cadenas de aisladores de suspensión, las diferencias de tensión quedarían automáticamente anuladas por las inclinaciones que en sentido longitudinal tomarían dichas cadenas, cuya posición correcta es precisamente vertical y no inclinada.

Puesto que, en un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alineación, limitada por dos de anclaje, las cadenas de suspensión (verticales) no pueden absorber las diferencias de tensado, debidas a las distintas longitudes de los vanos, deberemos admitir que las tensiones de los cables, iguales en todos los vanos, varíen como lo haría el de un vano teórico llamado "Vano ideal de regulación".

Es necesario, por consiguiente, que las tablas de tendido de los distintos vanos tengan una misma tensión para cada valor de la temperatura, siendo la variación de la flecha quien compense las diferencias de longitud de los vanos.

Tal tensión variará, como se ha dicho antes, si lo hace la temperatura, las condiciones meteorológicas, las sobrecargas, etc., pero en todo momento deberá tener un valor uniforme a lo largo del tramo.

El vano ideal de regulación  $a_r$  puede calcularse mediante la fórmula siguiente:

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

- $a_n$ : Diferentes longitudes de los vanos (m)

A continuación, se representan las flechas de cada vano, las flechas se han calculado con el programa IMEDEXSA.



Tabla 20.- Conductor de fase

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Desnivel de conductores	Vano Reg. (m)	Tensión max (kg)	EDS (15°C) (%)	Zona A			Tensión (70°C)		Tensión (15°C+V)		Flecha mín (m)	Flecha max (m)
							CHS (%)	Tensión (-5°C+1/2V)	Tensión (-5°C+V) (kg)	T (kg)	F (m)	T (kg)	F (m)		
AP01-AP02	A	16	1,36	16	300	7,68	16,51	288	300	21	0,28	176	0,11	0,02	0,28



## 12.8.5 Tabla de tendido

Para tender el conductor, es útil disponer de una tabla que proporcione la tensión mecánica y la flecha a distintas temperaturas. Esta tabla se calcula sin considerar efectos de hielo ni de viento, ya que no se realizará el tendido bajo esas condiciones, por lo que sólo se tendrá en cuenta el peso del conductor.

El tensado de los cables de cada tramo de línea comprendido entre dos apoyos deberá hacerse en función de la longitud del vano correspondiente.

Las temperaturas a considerar van desde  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  hasta  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  para conductores de fase y cable de tierra. Las tablas de tendido se han obtenido del programa IMEDEXSA.



Tabla 21.-Tendido conductor de fase

VANO	ZONA	Long. Vano (m)	Desnivel de Vano conductores (m)	Vano Reg. (m)	- 5° C		0° C		5° C		10° C		15° C		20° C		25° C		30° C		35° C		40° C		45° C		70 °C	
					T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)
AP01- AP02	A	16	1,36	16	284	0,02	245	0,02	206	0,03	169	0,03	132	0,04	99	0,06	72	0,08	54	0,11	43	0,13	36	0,16	31	0,18	21	0,28



## 12.9 CÁLCULO DE ESFUERZOS EN APOYOS

Se calcularán los apoyos estudiando las cargas a las que están sometidos bajo CUATRO hipótesis diferentes:

- Hipótesis de Viento (hipótesis normales)
- Hipótesis de Hielo (hipótesis normales)
- Hipótesis de Desequilibrio de fases (hipótesis anormales)
- Hipótesis de Rotura de conductores. (hipótesis anormales)

El análisis de tales hipótesis estará condicionado por la función de cada apoyo y por la zona en la que se encuentra.

Resumen de Hipótesis:

**Tabla 22.-Resumen de hipótesis. Zona A**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea		
	T	<p>Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores y cables de tierra.</li> <li>- Apoyo.</li> </ul> <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)</p>	<p>ALINEACIÓN: No aplica.</p> <p>*ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6.)</p>	
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (aptdo. 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (aptdo. 3.1.6)
	V	Cargas permanentes (apartado 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea		
	T	<p>Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores y cables de tierra.</li> <li>- Apoyo.</li> </ul> <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)</p>	<p>ALINEACIÓN: No aplica.</p> <p>*ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)</p>	
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (aptdo. 3.1.4.4)	Rotura de conductores y cables de tierra (aptdo. 3.1.6)

**\*Aplica resultante de ángulo en 3ª y 4ª hipótesis**



**Tabla 23.- Resumen de hipótesis. Zona A (Continuación)**

TIPO DE APOYO	1ª HIPÓTESIS (Viento)		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)		4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)	
	TIPO DE ESFUERZO					
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea				
	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 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.	ALINEACIÓN: No aplica.  *ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)			
	L	SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6) No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES		
	V	Cargas permanentes (apartado 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.		Cargas permanentes (aptdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.		
Fin de línea	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 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.	No aplica	No aplica	No aplica	
	L	Desequilibrio de tracciones (aptdo. 3.1.4.4)			Rotura de conductores y cables de tierra (aptdo. 3.1.5.4)	
V = Esfuerzo vertical		L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal		

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.



**Tabla 24.- Resumen de hipótesis. Zonas B y C**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS (Hielo)	(Hielo + viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).  Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a unas sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h	
	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) 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	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).  Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a unas sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h (apdo. 3.1.2).	



TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS (Hielo)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
T	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores y cables de tierra.</li> <li>- Apoyo.</li> </ul> <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)</p>	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)</p>	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores y cables de tierra.</li> <li>- Apoyo.</li> </ul> <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)</p>	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>*ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO</p>	
L	No aplica.			<p>Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)</p>	<p>Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)</p>

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 -20°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.



**Tabla 25.- Resumen de hipótesis. Zonas B y C (Continuación)**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)		2ª HIPÓTESIS (Hielo)		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)		4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)	
Anclaje de Alineación o Anclaje de ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima correspondiente a 60k/h				
	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) 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				
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)			



TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS (Hielo)	2ª HIPÓTESIS (Hielo + viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apto. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (aptdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	No aplica	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a unas sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 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 (aptdo. 3.1.6)	No aplica	Esfuerzo del viento (aptdo. 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 (aptdo. 3.1.6)	No aplica	No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4)				Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)
<p>Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:</p> <p>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 -20°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.</p>						
V = Esfuerzo vertical		L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal		



## 12.9.1 Acciones a considerar

### 12.9.1.1 Cargas verticales

Carga vertical permanente ( $P_{vp}$ ), en daN:

$$P_{vp} = n \cdot \left[ P_{cond} \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) + P_{cad} + T \cdot \left( \frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \right]$$

Donde:

- $a_1$  y  $a_2$ = Longitud proyectada del vano anterior y posterior
- $P_{cond}$ =Peso propio del conductor
- $P_{cad}$ = Peso de la cadena, aisladores más herrajes
- $N$ =Número de conductores
- $h_1$  y  $h_2$ = Desnivel del vano anterior y posterior (m)
- $T$ =Tensión máxima del conductor en la hipótesis considerada (daN)

### 12.9.1.2 Cargas horizontales

El eolovano de un apoyo es la longitud de vano horizontal que hay que considerar para determinar el esfuerzo que, debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten éstos al apoyo.

El eolovano es la semisuma de los vanos contiguos, es decir:

$$a_v = \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right)$$

Dónde:

- $a_v$ =Valor del eolovano de un apoyo, en metros
- $F$ =Fuerza del viento sobre un apoyo de alineación, en daN

$$F = q \cdot d \cdot \left( \frac{a_1 + a_2}{2} \right) \text{ (daN)}$$

- $q$ =Presión del viento sobre el conductor (daN/m<sup>2</sup>)

$$q = 60 \cdot \left( \frac{v_v}{120} \right)^2 \text{ daN/m}^2 \text{ cuando } d \leq 16 \text{ mm}$$

$$q = 50 \cdot \left( \frac{v_v}{120} \right)^2 \text{ daN/m}^2 \text{ cuando } d \geq 16 \text{ mm}$$

$d$ =diámetro del conductor en mm.

### 12.9.1.3 Resultante de ángulo ( $R_a$ )

$$R_a = T \cdot 2 \cdot n \cdot \cos \left( \frac{\alpha}{2} \right) \text{ (daN)}$$

Dónde:

- $\alpha$ = el ángulo interno que forman los conductores entre sí



## 12.9.1.4 Desequilibrio de tracciones (Dt)

Se denominan desequilibrio de tracciones al esfuerzo longitudinal existente en el apoyo, debido a la diferencia de tensiones en los vanos contiguos. Los desequilibrios se consideran como porcentajes de la tensión máxima aplicada a todos los conductores.

$$D_t = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Desequilibrio en apoyos de fin de línea:
  - 100% de las tracciones unilaterales de todos los conductores, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor al apoyo. Se deberá tener en cuenta la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.

## 12.9.1.5 Rotura de conductores (Rc)

La rotura de conductores se aplica con un % de la tensión máxima del conductor roto.

$$R_c = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Rotura de conductores en apoyos de fin de línea

Se considerará este esfuerzo como en los apoyos de anclaje, pero suponiendo, en el caso de las líneas con haces múltiples, los conductores sometidos a la tensión mecánica que les corresponda, de acuerdo con la hipótesis de carga.

## 12.9.2 Condiciones de cálculo línea aérea

Parámetros	Descripción
Origen	AP01 (PAS)
Fin	AP02 (A100492)
Tensión de servicio (kV)	20
Tipo	Aérea en simple circuito (E/S)
Tipo de Crucetas	Doble circuito
Cimentaciones	Monobloque
Conductor de Fase	LARL-56 (47-AL1/8-ST1A)
Tmáx	70
Zonas por donde discurre	B
N.º de Apoyos	2

## 12.9.3 Esfuerzo sobre los apoyos

A continuación, se resumen los cálculos esfuerzos realizados con el programa informático IMEDEXSA que cumple con las condiciones exigidas por el Real Decreto 223/2008.



### 12.9.3.1 1ª Hipótesis

**Tabla 26.- Esfuerzo sobre los apoyos. 1ª hipótesis**

APOYOS NÚMERO	FUNCIÓN	TIPO CRUCETA	TORRE SELECCIONADA	ESF. VERTICALES 1ª HIP. (Viento 120 km/h)		ESFUERZOS HORIZONTALES 1ª HIP (Viento 120 km/h)				ESF. EQUIV. (kg)	MOMENTO TORSOR (kg x m)			
				FASE (kg)	PROTECCIÓN (kg)	TOTAL (kg)	TRANS.	LONG.	PROTECCIÓN (kg)			TRANS.	LONG.	
AP01	FL	N	C-4500	-4		-26	10	300			60	1800	1860	---
AP02	FL	N	C-4500	11		64	10	300			60	1800	1860	---



### 12.9.3.2 Esfuerzo sobre los apoyos. 2ª Hipótesis

Al encontrarse la línea en una altitud entre la altitud de 0 y 500 m (Zona A) no aplica.



### 12.9.3.3 Esfuerzo sobre los apoyos. 3ª Hipótesis

*Tabla 27.- Esfuerzo sobre los apoyos. 3º Hipótesis*

APOYOS		TIPO CRUCETA		TORRE SELECCIONADA	ESF. VERTICALES 3ª HIP. (Desequilibrio)		ESFUERZOS HORIZONTALES 3ª HIP (Desequilibrio)							
NÚMERO	FUNCIÓN	TIPO	SELECCIONADA	TORRE	FASE (kg)	PROTECCIÓN (kg)	TOTAL (kg)	TRANS.	LONG.	PROTECCIÓN (kg)	TRANS.	LONG.	ESF. EQUIV. (kg)	MOMENTO TORSOR (kg x m)
AP01	FL	N		C-4500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
AP02	FL	N		C-4500	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---



### 12.9.3.4 Esfuerzo sobre los apoyos. 4ª hipótesis

*Tabla 28.- Esfuerzo sobre los apoyos. 4º Hipótesis*

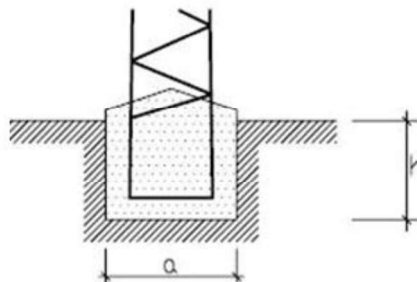
APOYOS NÚMERO	FUNCIÓN	TIPO CRUCETA	TORRE SELECCIONADA	ESF. VERTICALES 4ª HIP. (Fase)		ESFUERZOS HORIZONTALES 4ª HIP (Fase)						MOMENTO TORSOR					
				FASE (kg)	PROTECCIÓN (kg)	TOTAL (kg)	FASE CON ROTURA (kg)	FASE SIN ROTURA (kg)	PROTECCIÓN (kg)	TOTAL (kg)	TORSIÓN SIMPLE (kg)		TORSIÓN COMPUESTA (ÁNGULOS Y FL) (kg)				
				TRANS.	LONG.	TRANS.	LONG.	TRANS.	LONG.	TRANS.	LONG.	ESF. ÚTIL	ESF. EQUIV.				
AP01	FL	N	C-4500	-4		-26	0	0	0	0	300	0	0	0	1500	1500	525
AP02	FL	N	C-4500	11		64	0	0	0	0	300	0	0	0	1500	1500	525



Las dimensiones de las cimentaciones de los apoyos han sido calculadas con el programa IMEDEXSA teniendo en cuenta el apartado 3.6.1 del R.D. 223/2008.

Se ha considerado el tipo de terreno normal y un tipo de cimentación:

*Figura 16. Cimentación monobloque*



Todos los apoyos dispondrán de cimentación monobloque.

Las dimensiones de las cimentaciones a realizar en cada uno de los apoyos, incluidos los volúmenes de excavación y hormigonado, se especifican a continuación.

*Tabla 29. Dimensiones cimentaciones*

N.º de Apoyo	Apoyo	Tipo de Terreno	Tipo de Cimentación	Dimensiones (m)					Volumen Excavación (m3)	Volumen Hormigón (m3)
				a	h	b	H	c		
AP01	C-4500-16	Normal	Monobloque	1,16	2,47				3,32	3,59
AP02	C-4500-16	Normal	Monobloque	1,16	2,47				3,32	3,59

## 12.10 AISLAMIENTO Y HERRAJES

### 12.10.1 Cálculo eléctrico del aislador empleado

En la ITC-07 y su correspondiente tabla 14 que trata sobre líneas de fugas recomendadas, nos encontramos con diferentes niveles de contaminación que sufre línea en función de su zona de permanencia, así nuestra línea se encuentra en una zona con una línea de fuga mínima de 31,0 mm/kV.

La línea de fuga total de la cadena del aislador polimérico ha de ser superior a la línea de fuga mínima que marca el R.D. 223/2008. Para determinar si línea de fuga de nuestra cadena de aislador es superior a la mínima fijada por el utilizaremos la fórmula de cálculo de grado de aislamiento que estable la norma IEC-815.

$$d_f = \frac{1,1 \cdot U_{f-f} \cdot D_{f0}}{\sqrt{\delta}}$$

Dónde:

- $U_{f-f}$  = Tensión nominal entre fases (kV)
- $D_{f0}$  = Distancia de fuga mínima por contaminación (mm/kV $_{f-f}$ )
- $U_s$  = Tensión más elevada de red en kV



- $\delta$ =Densidad relativa del aire en función de la presión barométrica y de la temperatura ambiente, para este proyecto es de 1,17

Teniendo en cuenta las recomendaciones del fabricante sobre la longitud mínima de las cadenas en amarre y teniendo en cuenta la longitud de los herrajes utilizados en cada cadena, se empleará 1 aislador COMP-30-70-500 de tipo polimérico para las cadenas de amarre y suspensión.

La tensión soportada exigida por el R.D. 223/2008 para Gama I viene reflejadas en la siguiente figura.

**Figura 17.- Tensiones soportadas**

Tensión más elevada para el material $U_m$ kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	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.

Según datos del catálogo del fabricante, las cadenas soportan:

**Tabla 30. Nivel de contaminación según reglamento**

Tabla 14 ITC-LAT 07	
Nivel de contaminación	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero	16
II Medio	20
III Fuerte	25
IV Muy fuerte	31



Línea de fuga	
Selección nivel de contaminación	IV Muy Fuerte
Dfo	31 mm/kV
U <sub>max</sub>	24 kV
UF-f	20 kV
δ	1.211
Línea de fuga mínima cadena de aisladores	620 mm
Aislador seleccionado	
Denominación	CS 70 EB 170-1250-1150
Línea de fuga	1340 mm
Número de aisladores eléctricamente	1

**Tabla 31. Resultado de cálculo eléctrico**

Comprobaciones eléctricas		
Aislador seleccionado	CS70EB 170/1250-1150	Normalizadas
U <sub>m</sub>	36 kV	24 kV
Aisladores / cadena de amarre	1	
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia	75 kV	50 kV
Tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50 (valor de cresta)	330 kV	125 kV
Selección nivel de contaminación	Muy fuerte IV	
Línea de fuga mínima	1340 mm	620 mm

Finalmente se puede concluir que las cadenas de amarre cumplen con las solicitaciones eléctricas requeridas por el R.D.223/2008.

### 12.10.2 Herrajes

Según establece el apartado 3.3 del de la ITC-07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprabase sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

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

### 12.10.3 Cálculo mecánico de aisladores

Según establece la ITC07 del RLAT, apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3. Si la carga de rotura



electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

$$C.S = \text{Carga rotura aislador} / T_{\text{máx}} \geq 3$$

### 12.10.4 Cálculo mecánico de la cadena de amarre

La carga de rotura mínima del aislador de cadena polimérico de se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Carga_{rmin} = C.S_{min} \cdot T_{max} \cdot n$$

Siendo:

- $C.S_{min}$  : Coeficiente de seguridad mínimo =3
- $T_{max}$ : Tracción máxima admisible del conductor
- $n$ : Número de conductores por fase

### 12.10.5 Resultados cálculo mecánico de cadenas

**Tabla 32. Cálculo mecánico de las cadenas**

Datos necesarios	
Coeficiente de seguridad	3
% tense máximo permitido	40%
Tense máximo conductor	686,4655 daN
N.º conductores por fase	1
Cadenas de amarre	
Crmin (amarre)	2059,40 daN
Comprobación cadenas amarre	
Selección aislador	CS 70 EB 170-1250-1150
Carga de rotura aislador	7000 daN
Número de cadenas necesarias	1
Carga rotura cadena	7000 daN
C.S.	10,20
Grapa de Amarre	6000
Grilletes Recto	13500
Anilla bola	11000
Rótula corta	11000
C.S. grapa de amarre	8,73
Carga de rotura cadenas	CUMPLE

**ingenostrum.**

Executing your **renewable** vision

**PARQUE FOTOVOLTAICO  
“FV MESA ROLDÁN 5”**

SP.IN018.2.M.EG.101-0A

**ESTUDIO DE GENERACIÓN**

VEJER DE LA FRONTERA  
CÁDIZ (ESPAÑA)

*Tabla 1.- Control de versiones del documento*

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	09/01/2024	Emisión Inicial	ENB	JMO	CVJ

Sevilla, Enero de 2024

Firmado  
digitalmente por  
VAZQUEZ  
JIMENEZ CARLOS  
MANUEL -  
09213676Z

*el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)*

*Carlos Manuel Vázquez Jiménez*

*Nº de colegiado 1007 - COGITI Cáceres*



## CONTENIDO

<b>1 PROCESO PRODUCTIVO.....</b>	<b>4</b>
1.1 La radiación solar .....	4
1.2 El proceso de transformación .....	11
1.3 Producción energética .....	14
<b>2 DATOS DEL PROYECTO .....</b>	<b>18</b>
2.1 Localización .....	18
2.2 Datos Climatológicos .....	18
2.3 Criterios de Simulación .....	19
<b>3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE SOLAR</b>	<b>19</b>
3.1 Evaluación de la Generación mediante software PVsyst .....	19



## 1 PROCESO PRODUCTIVO

### 1.1 LA RADIACIÓN SOLAR

El sol produce energía en forma de radiación electromagnética que es la fuente energética básica para la vida en la Tierra. El origen de esta energía está en el interior del sol, donde tienen lugar las reacciones de fusión por la que 4 átomos de hidrógeno dan lugar a dos átomos de helio y la masa atómica sobrante se transforma en energía de acuerdo con la fórmula de Einstein  $E = mc^2$ .

Debido a la gran distancia entre el sol y la Tierra, por factor de forma la radiación solar en la superficie terrestre es sólo una pequeña parte de la emitida por el sol (3,86.10E26 W que, por unidad de superficie del sol es 6,35 10E7 W/m<sup>2</sup>). Si se considera al sol como un cuerpo negro a una temperatura de en torno 5780 K (aproximación donde la radiación se asemeja al espectro solar extraterrestre), al planeta Tierra llega como valor medio antes de atravesar la atmósfera 1367 W/m<sup>2</sup> que se denomina constante solar (GCS).

#### 1.1.1 Glosario

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas:

- **Irradiancia:** Es la potencia radiante incidente en una superficie por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional, el vatio dividido por metro cuadrado (W/m<sup>2</sup>).
- **Irradiación:** Es la energía radiante incidente en una superficie por unidad de superficie durante un intervalo de tiempo determinado, y se expresa en las unidades correspondientes del sistema internacional, es decir, en julios dividido por metro cuadrado [J/m<sup>2</sup>]. - *Irradiación* = Irradiancia multiplicada por la unidad de tiempo.
- **Irradiancia espectral:** Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es [W/ (m<sup>2</sup>·µm)].
- **Irradiancia directa:** Es la radiación recibida sin modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre, y su unidad de medida es [W/m<sup>2</sup>].
- **Irradiancia difusa:** Es la radiación recibida después de modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre como consecuencia de la dispersión atmosférica (interacción de la radiación con las moléculas de aire, vapor de agua, polvo o contaminación), y su unidad de medida es también [W/m<sup>2</sup>].
- **Irradiancia Global:** Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en [W/m<sup>2</sup>].
- **Irradiancia circunsolar:** Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en [W/m<sup>2</sup>].

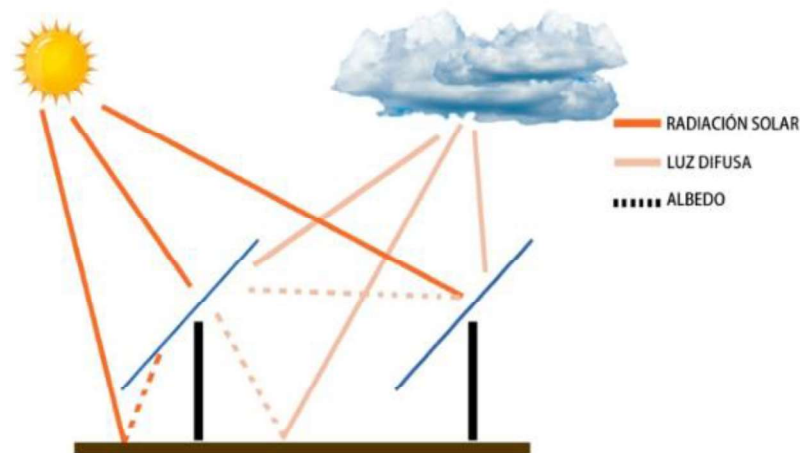


## 1.1.2 Distribución de la radiación solar

La potencia radiante de  $1367 \text{ W/m}^2$  que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, puesto que la atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y dispersión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua,  $\text{CO}_2$ , aerosoles, etc.) producen sobre la radiación solar. Este efecto de atenuación atmosférica es debido a:

- Reflexión por la atmósfera, incluidas las nubes.
- Absorción de la radiación por las moléculas que componen la atmósfera ( $\text{O}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}_2$  etc.) especialmente en la zona del infrarrojo, pero también en otras longitudes de onda. Debido a este efecto la radiación que llega a la superficie de la tierra para longitudes de onda superiores a 2,5 micras es casi nula.
- Dispersión producida por las moléculas de aire y otros componentes, incluidos los aerosoles (naturales o procedentes de la contaminación)

*Figura 1.- Distribución de la radiación solar*

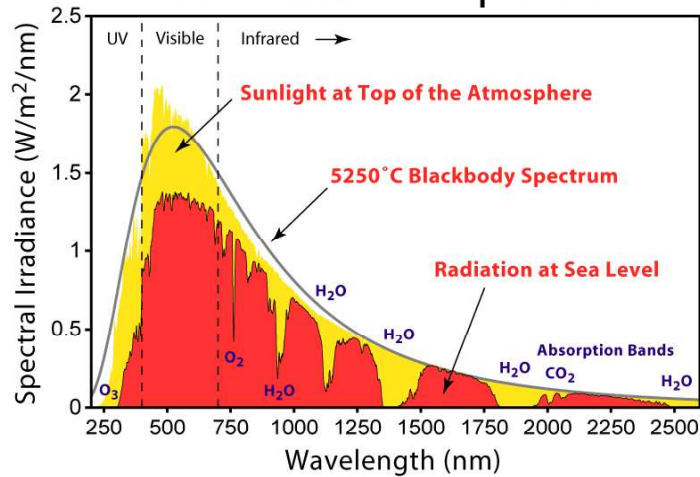


En la siguiente figura se puede observar que el módulo bifacial capta radiación de tres fuentes distintas adicionales a un panel convencional en su cara opuesta: el albedo (radiación solar recibida después de reflejarse en una superficie) procedente por un lado del suelo y del reflejo que emiten los propios paneles que están detrás del módulo por otro. Además de la radiación difusa que proyectan los elementos del paisaje en su cara opuesta.



Figura 2.- Espectro de la radiación solar

## Solar Radiation Spectrum



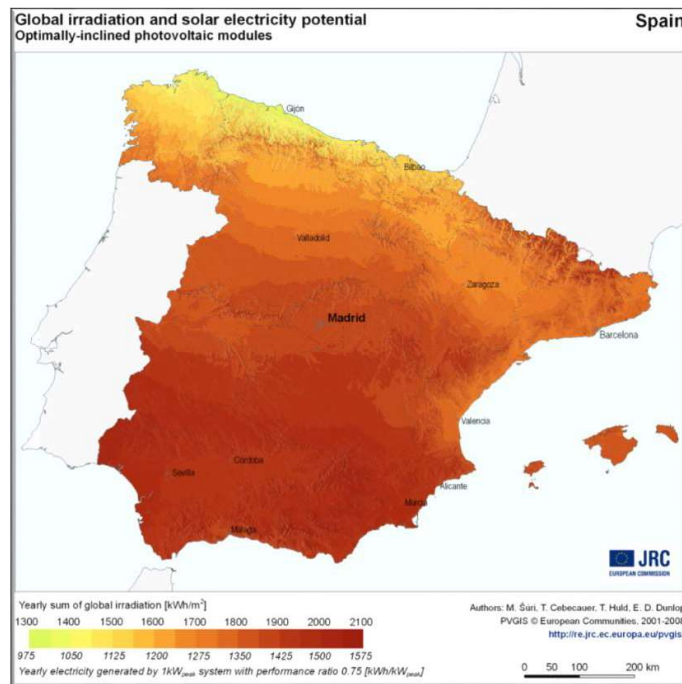
La difusión debida al polvo y a la contaminación del aire (aerosoles) depende bastante del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en las ciudades. Los efectos meteorológicos locales como nubosidad, lluvia, nieve, etc. afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar. En la superficie terrestre, en un plano horizontal, un día claro al mediodía la irradiancia alcanza un valor máximo de unos 1000 W/m<sup>2</sup>. Este valor depende del lugar y, sobre todo de la nubosidad.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m<sup>2</sup>. Este valor es diferente según la región a la que hagamos referencia.

En la siguiente figura se observan las diferencias regionales de irradiación global media anual dentro de la Península Ibérica.



*Figura 3.- Radiación solar global media anual en la Península Ibérica y las Islas Baleares*



### 1.1.3 Radiación solar directa y difusa

La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se puede aceptar formada por dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que la difusa procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones (dispersión y absorción) de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

Generalmente la radiación de albedo se considera dentro de la difusa, porque cuando se mide esta, aparte de llegar la difusa propiamente dicha, llega también la reflejada por superficies. Pero cuando se trata de paneles bifaciales hay una radiación de albedo adicional procedente de abajo no medida en la difusa que se debe sumar o tener en cuenta como un tercer componente adicional para obtener la radiación global.

Cuando se mide la componente directa de la radiación solar es necesario utilizar un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente. Esa medida es la llamada componente normal de la radiación directa.

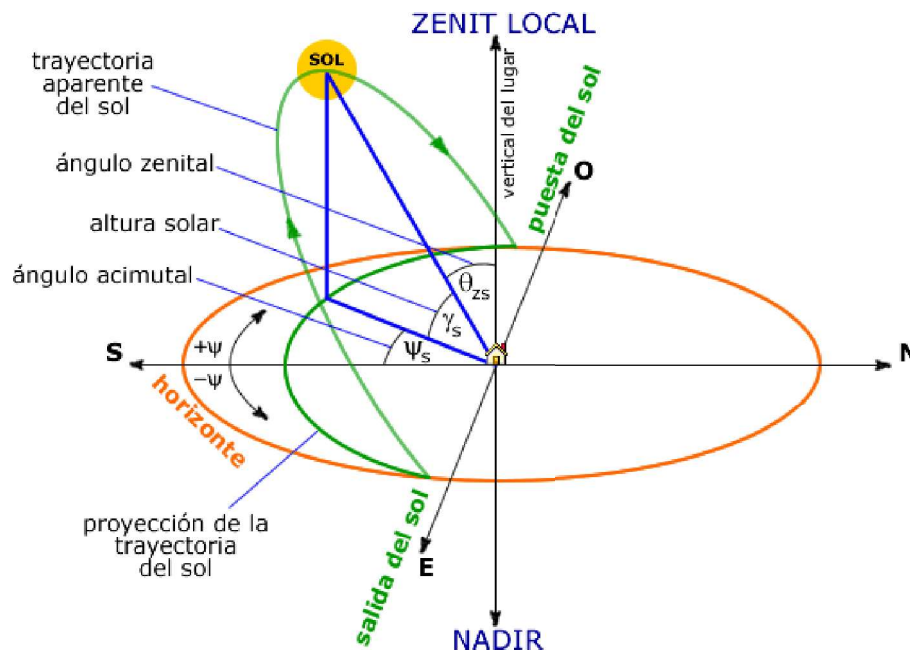
El sensor más usado para medir la radiación directa normal por su precisión es el Pirheliómetro que mide directamente lo que le llega del sol. Pero también es muy común el RSB que mide indirectamente al hacer la diferencia entre global y difusa (la difusa se mide igual que la global, pero tapando la parte procedente del disco solar), que, aunque tiene una precisión más baja también tiene un mantenimiento más bajo.



### 1.1.4 Geometría solar

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura solar (o su complementario ángulo cenital) y el ángulo azimutal o azimut del sol.

Figura 4.- Geometría solar



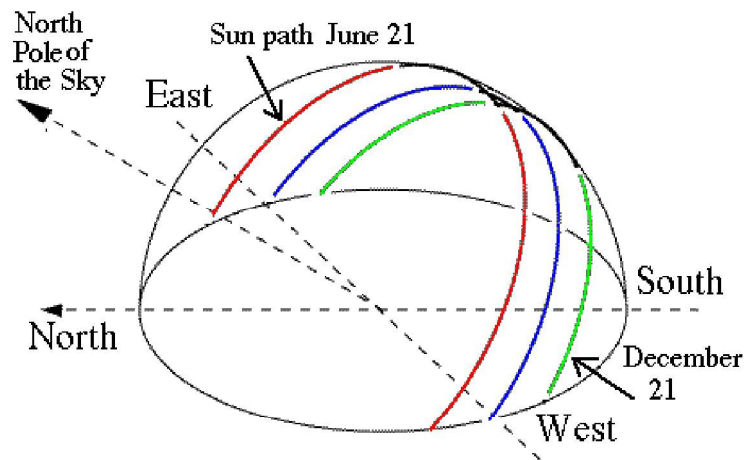
Se define la orientación mediante el azimut. El azimut solar es el ángulo que forma el meridiano del lugar con la proyección horizontal del sol, considerando la orientación sur como  $\psi = 0^\circ$ , negativo hacia el este y positivo hacia el oeste. Por ejemplo, la orientación Este se considera  $\psi = -90^\circ$ , mientras que la orientación Oeste sería,  $\psi = 90^\circ$ . La inclinación viene definida por el ángulo " $\beta$ " para el módulo y por la altura solar " $\alpha$ " o su complementario ángulo cenital " $\theta_z$ " para el sol.

En la **Figura 5** se visualiza la trayectoria aparente del sol en días determinados del año (solsticios de verano e invierno, así como el equinoccio).

La máxima altura solar se da en el solsticio del 21 de junio, mientras que el 21 de diciembre es el día con menor altura solar máxima.



*Figura 5.- Trayectoria aparente del sol*



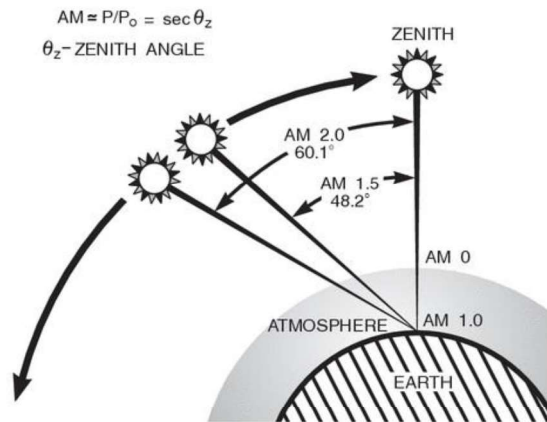
### 1.1.5 Recorrido óptico de la radiación solar

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (menor es el ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por el contrario, para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor. Se define la masa de aire (AM), como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (Zenit) y está relacionada con la altura solar “ $\alpha$ ” según la ecuación: Para  $\alpha = 90^\circ$ ,  $AM = 1$ , que es el valor mínimo de AM y se corresponde con la situación del sol en el Zenit (vertical del observador) y una altura de superficie al nivel del mar.

En la figura adjunta se tiene la altura solar y su correspondiente valor de AM, de acuerdo con la fórmula anterior. El valor de  $AM = 1$  (sol en el cenit) no se da ningún día del año en la latitud del proyecto que aplica, solo se da en las latitudes situadas en la zona intertropical, es decir entre los límites septentrionales conocidos como Trópico de Cáncer y trópico de Capricornio. La radiación solar en el espacio exterior, es decir sin atravesar la atmósfera terrestre, es  $AM=0$ .



*Figura 6.- Recorrido óptico de la radiación*



### 1.1.6 Irradiancia en superficies inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut o la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptimo en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en una superficie cuya inclinación y orientación variara constantemente. Lo normal, sin embargo, es que la superficie sea fija a menos que tenga un seguidor como en el presente proyecto. Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.

Dado que no se mide la radiación solar en todas las superficies inclinadas que son posibles para colocar una instalación solar se han establecido diferentes sistemas de cálculo que permiten obtener el valor de la irradiación sobre una superficie inclinada con cualquier orientación e inclinación en periodos de tiempo definidos, normalmente una hora o un día representativos de un periodo de tiempo mayor, habitualmente un mes.

### 1.1.7 Horas de Sol pico

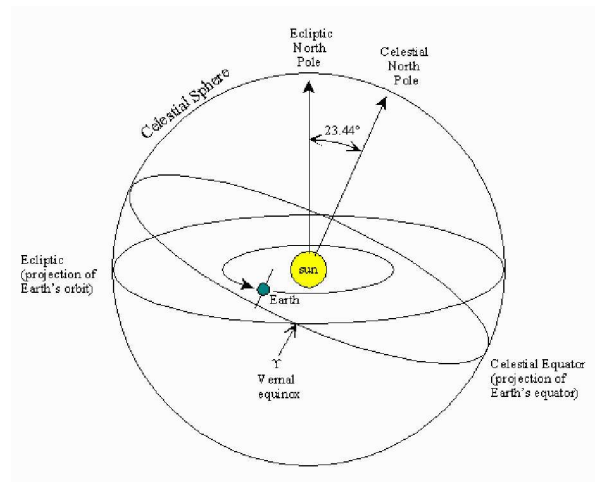
En la tecnología fotovoltaica se emplea un concepto relacionado con la radiación solar que conviene explicar someramente. Se trata de las horas de sol pico. Se puede definir como el número de horas de un día con una irradiación ficticia de 1000 W/m<sup>2</sup> que tendría la misma irradiación total que la real de ese día. Con esa definición, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1000 W/m<sup>2</sup>, se tienen las horas de sol pico.



### 1.1.8 El movimiento solar

El sol sale en torno por el este, se pone en torno por el oeste y se eleva más o menos, dependiendo estas variables del día del año. Para estudiar este fenómeno, se hace la suposición de que el elemento que se mantiene inmóvil es la Tierra, y es el Sol el que gira a su alrededor, es decir cambiar la referencia.

*Figura 7.- Movimiento Solar*



La Tierra se mueve en una órbita elíptica alrededor del Sol. El eje de rotación de la Tierra forma un ángulo aproximado de 23, 5° con la normal al plano de la elipse, y es el responsable de la duración del día y de la noche en las distintas estaciones del año.

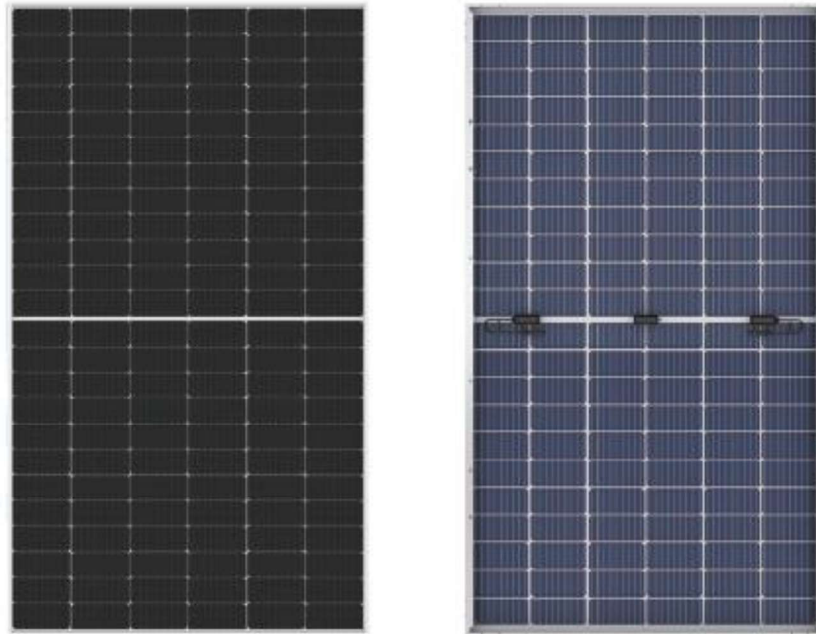
En el equinoccio es cuando hay igual tiempo de oscuridad que de luz, y suele ser el 21 de marzo (equinoccio de primavera), y el 23 septiembre (equinoccio de otoño). En el solsticio de verano es el día más largo, que corresponde al 21 de junio, mientras que el día de menor duración es el 21 de diciembre.

## 1.2 EL PROCESO DE TRANSFORMACIÓN

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación procedente del Sol para producir energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas. La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores que generan una corriente eléctrica de forma directa al recibir luz solar por medio del efecto fotoeléctrico. En este proyecto el semiconductor que se va a usar es de silicio policristalino y el aspecto del panel es el que se muestra en la Figura 8.



*Figura 8.- Módulo monocristalino*



El monocristalino, con un mayor rendimiento por unidad de superficie de célula que el policristalino, tiene un coste de producción mayor, aunque su fragilidad también aumenta. Esto conlleva a un mayor control sobre la ejecución del soporte o estructura portante.

Además, el panel que se va a usar en el presente proyecto es un panel bifacial, que usa esta tecnología monocristalina. A diferencia de los monofaciales estos paneles son sensibles a la luz por ambos lados del panel. Estos paneles en vez de tener una superficie posterior opaca (generalmente de aluminio) tienen una superficie transparente evidentemente, para poder captar la energía por esta cara. Generalmente los paneles bifaciales están hechos de células monocristalinas como el modelo LR5-66HBD-500M, del fabricante Longi solar, pudiéndose modificar más adelante por un módulo similar, durante la fase comercial con los fabricantes.

Las células fotovoltaicas se combinan en serie, para aumentar la tensión y en paralelo, para aumentar la corriente, dando lugar a los paneles comerciales que suelen incorporar varias decenas de células individuales encapsuladas en un mismo marco con dimensiones de fácil manejo. Se protege el conjunto mediante un cristal templado que impide el contacto superficial con las células.

El conjunto de placas se ancla a estructuras, normalmente de aceros galvanizado, con orientaciones óptimas para la captación de la máxima radiación solar anual. Además, estas estructuras pueden ser orientables según la hora solar (TSV), convirtiéndose en mecanismos denominados "seguidores solares". Serán a un eje cuando solo tiene un eje de giro para orientaciones oeste-este, a dos ejes o total,



cuando giran alrededor de los dos ejes, oeste-este y norte-sur. A su vez, los seguidores a un solo eje pueden ser horizontales, cuando su inclinación es de  $0^\circ$ , o polares cuando su inclinación es diferente de  $0^\circ$ .

Los paneles pueden conectarse en serie, en agrupaciones que denominaremos "strings" hasta alcanzar la tensión de generación deseada y paralelo para conseguir las corrientes de operación de fácil manejo. A una primera agrupación la denominaremos "unidad básica de producción" y centralizaremos sus conexiones en "cajas de agrupación de primer nivel". Se disponen en estas cajas las protecciones necesarias que se consideren óptimas de diseño y que justifiquen el empleo del marco legal actual.

La concentración de unidades básicas de agrupación desde sus cajas de agrupación de primer nivel, vuelven a agruparse en paralelo en "cajas de agrupación de segundo nivel". Las intensidades concentradas en estas cajas son de un elevado valor. Estas cajas entregarán la energía eléctrica del campo solar fotovoltaico al cuadro de protecciones de entrada al inversor.

El conjunto de paneles solares fotovoltaicos conectados se denomina "parque fotovoltaico" o "campo solar". Lo que se obtiene de un campo fotovoltaico al incidir la luz, es un voltaje y una corriente eléctrica continua, es decir con un polo positivo (+) y otro negativo (-).

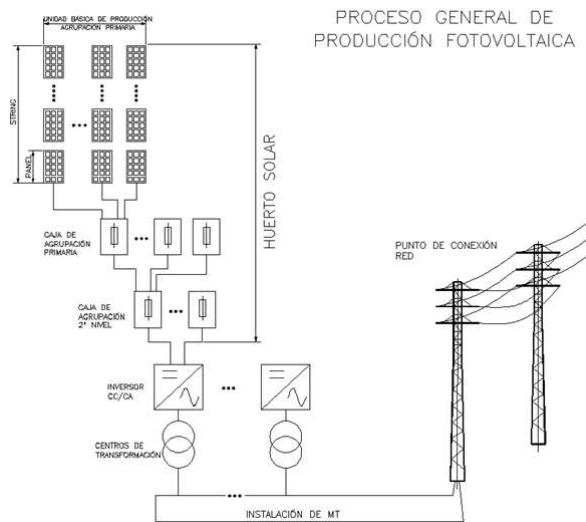
Mediante un dispositivo electrónico de potencia, denominado inversor, se acondiciona la potencia eléctrica obtenida del campo fotovoltaico y modifica de manera que sea igual que la que circula por las líneas de baja tensión. Los valores normales de esta energía suelen ser:

- Sistema trifásico equilibrado
- Frecuencia de trabajo de  $50\text{Hz} \pm \%$  marcado por normativa
- Un disminuido factor de distorsión armónica THD%
- Potencias elevadas, incluso asociaciones de 6 MW.
- Tensiones compuestas de 400V-600V
- Intensidades de hasta 1500A.

La energía eléctrica a la salida del inversor tiene forma de corriente alterna de baja tensión. Para conectar nuestro sistema a la red de distribución, hay que dar los parámetros fijados por esta en función de la compañía distribuidora local, en niveles de tensión. Esta operación la realizamos mediante la utilización de transformadores elevadores que acondicionan los niveles adecuados y del mismo valor que los existentes en el punto de conexión a la red asignada.



**Figura 9.- Proceso de producción fotovoltaica**



En ocasiones, no se consigue el nivel de tensión del punto de conexión por tener un valor muy elevado, siendo necesaria la ejecución de una subestación.

El parque que se proyecta es la culminación de un conjunto de parques parciales para conectar a un punto de la red a un nivel de 15 kV. Se instalará todo el sistema de centros de transformación y conexiones de MT, para ser entregado a través de un Centro de Seccionamiento.

### 1.3 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La energía producida por una instalación fotovoltaica depende de tres factores principales:

- La irradiancia solar recibida sobre el plano del generador fotovoltaico.
- La potencia pico instalada.
- Rendimiento de la instalación, en el que se reflejan las pérdidas asociadas a la instalación fotovoltaica (generador fotovoltaico + sistema de acondicionamientos de potencia).

Las pérdidas que sufre la transformación de la energía solar por un parque fotovoltaico se pueden agrupar en los siguientes conceptos:

#### 1.3.1 Pérdidas por temperatura

En el panel fotovoltaico se producen unas pérdidas de potencia del orden de entre un 4 y un 5 % por cada diez grados de aumento de su temperatura de operación. Esta temperatura depende tanto de los factores ambientales (irradiación, temperatura ambiente y velocidad del viento) como de otros factores relativos a su ubicación (posición de módulos o condiciones de aireación). Por tanto, si comparamos dos ubicaciones en las que las condiciones de irradiación solar



incidente sean iguales, en aquella en la que el clima sea más frío, para un mismo sistema fotovoltaico, se producirá más energía.

De cara a minimizar estas pérdidas se ha intentado, por un lado, seleccionar equipos con bajos coeficientes de pérdidas por temperatura y, por otro lado, seleccionar la ubicación más idónea para facilitar la refrigeración del panel.

En los sistemas con seguimientos estas pérdidas son mayores porque el panel recibe más irradiancia que en un sistema fijo y alcanza una temperatura mayor de operación.

### 1.3.2 Pérdidas por conexionado

Los paneles fotovoltaicos de una misma serie pueden presentar valores de potencia ligeramente distintos. Las pérdidas por conexionado son pérdidas energéticas causadas al realizar la conexión entre módulos con distinto valor de potencia.

Cuando se conecten un conjunto de módulos en serie, se va a producir una limitación sobre la corriente de la serie, ya que el panel que disponga de menor potencia de todos los conectados no va a permitir que circulen más amperios que los máximos que él pueda dar.

Análogamente, cuando se realice la conexión en paralelo de distintos módulos, el panel de menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Hay que destacar que, aunque sean paneles de igual potencia (en realidad, aunque sean los mismos paneles tienen ligeras diferencias de potencia), si un panel o hilera de paneles tiene más caída de tensión que otro, este será igualmente limitante de los demás. Estas pérdidas se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias de los módulos. Dichas pérdidas suelen estar en el rango del 1% al 2,5%.

### 1.3.3 Pérdidas por sombreado en el generador

Los sistemas fotovoltaicos se diseñan de tal forma que se produzcan el menor número de pérdidas por sombreado posibles. Los seguidores a un eje empleados en el proyecto poseen un sistema de "backtracking" por el cual se minimizan las sombras en las primeras y últimas horas del día donde la posición del sol es más crítica a la hora de generar sombreado entre paneles.

### 1.3.4 Pérdidas por polvo y suciedad

Una vez instalado el panel fotovoltaico, en la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad sobre la superficie de este. Suponiendo que esta deposición de polvo y suciedad fuese uniforme sobre la superficie del panel, dará lugar a una disminución en la corriente y tensión producida por el panel.



Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias, aunque valores típicos anuales son inferiores al 2,8% para superficies con un grado de suciedad alto.

### 1.3.5 Pérdidas espectrales

Las condiciones estándar en las que se analiza por parte del fabricante el valor de la potencia del módulo asumen que el espectro es estándar AM 1.5G. Sin embargo, durante la operación del módulo fotovoltaico el espectro no es estándar durante todo el tiempo de exposición.

La célula fotovoltaica es espectralmente selectiva. Esto quiere decir que la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar a la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas. El efecto espectral puede hacer variar la potencia en un margen del 1%.

### 1.3.6 Pérdidas del rendimiento del inversor

El funcionamiento de los inversores fotovoltaicos se define mediante una curva de rendimiento en función de cuál sea la potencia de operación. Es importante en la fase de diseño del generador fotovoltaico seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, hecho que va a ir ligado a una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

Esto se debe a que la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación.

Por tanto, el rendimiento del inversor es, sin duda alguna, el parámetro más representativo de los inversores. Además de su diseño interno y características constructivas, el rendimiento del inversor viene determinado por la utilización o no en el equipo de un transformador de aislamiento galvánico.

### 1.3.7 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia

El inversor trabaja conectado directamente al generador fotovoltaico, con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador. Este punto de máxima potencia cambia con las condiciones ambientales (irradiación y temperatura).

En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador. La presencia de sombras o la aparición de



suciedades van a provocar escalones en la curva I-V de la célula y por ello, el inversor va a pasar a operar en un punto que no es el de máxima potencia.

### 1.3.8 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la zona de corriente continua como en la parte de corriente alterna (desde la salida de los inversores hasta la conexión a red, incluyendo las pérdidas del anillo de MT y las propias del centro de transformación) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, considerando que la sección de los conductores sea suficiente en función de la corriente que circula por ellos.

Conocidas las pérdidas de una instalación y la energía teórica se puede estimar la energía entregada por el parque fotovoltaico.

Por tanto, la estimación de energía entregada a la red será la energía ideal reducida por los factores de pérdidas. Se denomina ratio de producción PR (Performance Rating) al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Mientras mayor sea el ratio de producción, menos pérdidas se producen en la misma.

$$PR = E_{Real} / E_{ideal}$$

Para estimar la energía entregada a la red que producirá la instalación,  $E_{Real}$ , se procede de la siguiente forma:

Conocida la potencia pico del generador y la radiación solar incidente sobre el mismo se estima la energía máxima teórica que puede producir,  $E_{ideal}$ , la cual se obtiene como el producto de la irradiación solar, por la superficie del generador fotovoltaico, y por el rendimiento del módulo fotovoltaico. El rendimiento medio de un módulo varía entre un 13% y un 15% en función de la tecnología.

La energía ideal se reduce debido a las pérdidas comentadas anteriormente.



## 2 DATOS DEL PROYECTO

### 2.1 LOCALIZACIÓN

El emplazamiento se caracteriza por las siguientes condiciones:

- Altitud: 38 msnm
- Temperatura media Anual: 17,70 °C
- Instalación: Intemperie

El proyecto se encuentra localizado en el término Municipal de Vejer de la Frontera, Cádiz, España, delimitado por las siguientes coordenadas:

- UTMX (ETRS 89 Huso 29S): 764.918,213 m E
- UTM Y (ETRS 89 Huso 29S): 4.018.639,69 m N

### 2.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS

Los datos climatológicos utilizados para la estimación de la generación fotovoltaica provienen de la base de datos Meteororm y se ha obtenido los datos estimados de irradiancia y temperatura gracias a los datos de meteorología del lugar entre el 1 de enero de 1994 y el 31 de diciembre de 2018.

Los datos de Irradiancia Global Horizontal (IGH) y temperaturas mensuales estimados para la generación fotovoltaica son los siguientes:

*Tabla 2: Climatología*

MES	IGH (kWh/m <sup>2</sup> año)	Temperatura (°C)
ENERO	84,8	10,51
FEBRERO	103,8	11,82
MARZO	160,7	14,40
ABRIL	195,5	15,83
MAYO	228,7	19,06
JUNIO	244,6	22,66
JULIO	250,5	24,73
AGOSTO	221,9	24,76
SEPTIEMBRE	172,7	22,16
OCTUBRE	134,8	19,35
NOVIEMBRE	95,2	14,30
DICIEMBRE	76,9	11,81
<b>ANUAL</b>	<b>1.970,1</b>	<b>17,65</b>



## 2.3 CRITERIOS DE SIMULACIÓN

- Modulo fotovoltaico: 500W LR5-66HBD- 500M de Longi Solar o similar
- Inversor: SUNWAY TG2700 1500V TE OD o similar
- Configuración dc:
  - N° módulos serie: 28
  - N° Strings: 240
  - Potencia DC: 3,36 MWp
- Configuración de estructura
  - Seguidor solar
  - 28 módulos por estructura
  - Inclinación: 0°
  - Pitch: 15 m
- Configuración eléctrica:
  - Tensión CC: 1.500 V
  - Tensión CA: 20 kV

## 3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE SOLAR

Una vez conocido el recurso solar en la zona, la producción de electricidad a partir de generación fotovoltaica depende de las características técnicas de la instalación.

Según se explica en el apartado de Descripción Técnica del Proyecto, la planta fotovoltaica es diseñada buscando el mayor nivel de eficiencia y facilidad de operación.

### 3.1 EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN MEDIANTE SOFTWARE PVSYST

Mediante el software de simulación PVsyst V7.1.5 se introducen los parámetros característicos de la instalación tales como:

- Datos de irradiancia Global Horizontal y temperatura estimados para la zona
- Tipología de seguidor, así como parámetros que definen su implantación y comportamiento



- Marca y modelo de Panel Fotovoltaico, así como algunas características de comportamiento
- Marca y modelo del inversor fotovoltaico
- Configuración de módulos por strings y agrupaciones de strings del campo fotovoltaico
- Introducción de las pérdidas estimadas según la distribución de la instalación y características constructivas

Una vez introducidos estos parámetros, el software nos estima un conjunto de pérdidas globales en las condiciones de funcionamiento de la instalación fotovoltaica durante un año tipo donde la distribución mensual de generación es la siguiente:

*Tabla 3: Generación fotovoltaica Proyecto*

	Energía total (MWh)
Enero	344,4
Febrero	436,3
Marzo	607,7
Abril	648,7
Mayo	756,9
Junio	893,6
Julio	917,5
Agosto	778,7
Septiembre	594,2
Octubre	528
Noviembre	354,2
Diciembre	291,2
<b>TOTAL</b>	<b>7151,5</b>

Por tanto, en base a las simulaciones realizadas, se obtiene una producción específica (Yield) bruta de:

- **Yield bruta:** 2.128 kWh/kWp/año

A esta producción anual hay que incorporarle una estimación de la disponibilidad de la planta teniendo en cuenta las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que se le realizan como parte de los planes de Operación y Mantenimiento, este valor de disponibilidad anual se ha estimado en un 99%,



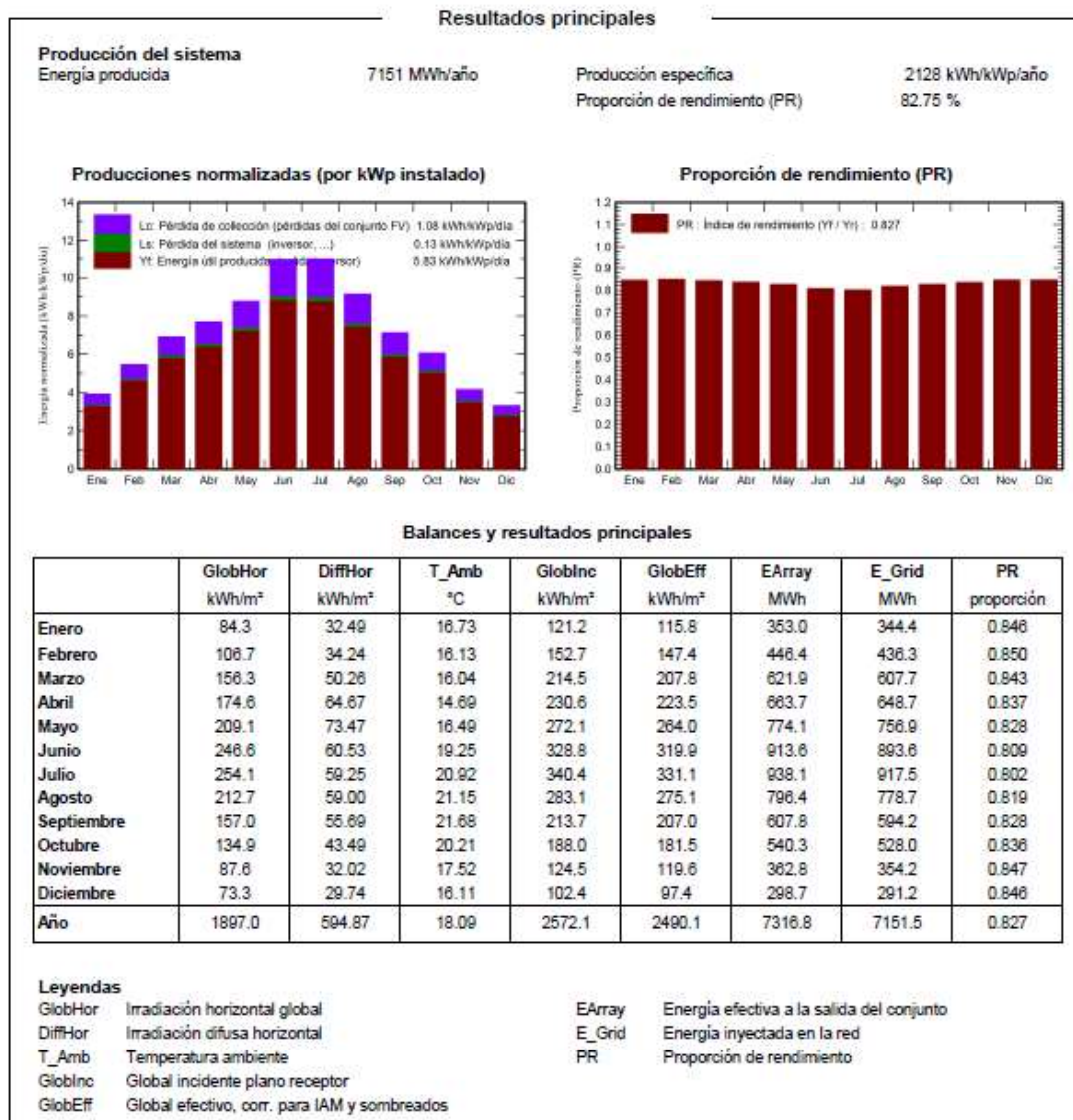
A lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica se va produciendo una ligera degradación en los módulos fotovoltaicos debido a su funcionamiento, esta degradación se estima aproximadamente en un 0,7% anual.

Teniendo en cuenta estos dos parámetros descritos anteriormente, se estima una producción anual neta para el primer y segundo año de operación de:

Tabla 4 - Producción neta

<b>Producción Bruta año 0 (MWh/año)</b>	7151
<b>Disponibilidad</b>	98%
<b>Producción Neta año 0 (MWh/año)</b>	7007,98

Una vez realizado el estudio completo en PVSyst, se obtiene el siguiente informe:





Executing your renewable vision

**PARQUE FOTOVOLTAICO Y  
LÍNEA DE EVACUACIÓN 20 kV  
“FV MESA ROLDÁN 5”**

SP.IN018.2.M.CT.001-0A

**PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

VEJER DE LA FRONTERA  
CÁDIZ (ESPAÑA)

*Tabla 1.- Control de versiones del documento*

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	12/02/2024	Emisión Inicial	ENB	JMO	CVJ

*Sevilla, Febrero de 2024*

Firmado  
digitalmente por  
VAZQUEZ  
JIMENEZ CARLOS  
MANUEL -  
09213676Z

*el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)*

*Carlos Manuel Vázquez Jiménez*

*Nº de colegiado 1007 -COGITI Cáceres*



## Contenido

<b>1</b>	<b>OBJETO</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>CONDICIONES FACULTATIVAS</b> .....	<b>8</b>
2.1	Técnico Director de Obra.....	8
2.2	Constructor o Instalador .....	9
2.3	Verificación de los Documentos del Proyecto .....	9
2.4	Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo.....	10
2.5	Presencia del Constructor o Instalador en la Obra .....	10
2.6	Trabajos no Estipulados Expresamente .....	10
2.7	Interpretaciones, Aclaraciones y Modificaciones de los Documentos .....	11
2.8	Reclamaciones contra las Órdenes de la Dirección Facultativa .....	11
2.9	Faltas de Personal.....	11
2.10	Caminos y Accesos .....	11
2.11	Replanteo .....	12
2.12	Comienzo de la Obra. Ritmo de Ejecución de los Trabajos .....	12
2.13	Orden de los Trabajos .....	12
2.14	Facilidades para otros Contratistas .....	12
2.15	Ampliación del Proyecto por Causas Imprevistas o de Fuerza Mayor .....	13
2.16	Prórroga por Causa de Fuerza Mayor .....	13
2.17	Responsabilidad de la Dirección Facultativa en el Retraso de la Obra ....	13
2.18	Condiciones Generales de Ejecución de los Trabajos .....	13
2.19	Obras Ocultas .....	13
2.20	Trabajos Defectuosos .....	14
2.21	Vicios Ocultos.....	14
2.22	De los Materiales y los Aparatos. Su Procedencia .....	14
2.23	Materiales no Utilizables .....	15
2.24	Gastos Ocasionados por Pruebas y Ensayos.....	15
2.25	Limpieza de las Obras .....	15
2.26	Documentación Final de la Obra .....	15
2.27	Plazo de Garantía .....	15
2.28	Conservación de las Obras Recibidas Provisionalmente .....	16



2.29	De la Recepción Definitiva .....	16
2.30	Prórroga del Plazo de Garantía .....	16
2.31	De las Recepciones de Trabajos cuya Contrata haya Sido Rescindida .....	16
<b>3</b>	<b>CONDICIONES ECONÓMICAS .....</b>	<b>17</b>
3.1	Composición de Precios Unitarios.....	17
3.2	Precio de Contrata. Importe de Contrata .....	18
3.3	Precios Contradictorios .....	18
3.4	Reclamaciones de Aumento de Precios por Causas Diversas.....	18
3.5	De la Revisión de los Precios Contratados .....	19
3.6	Acopio de Materiales .....	19
3.7	Responsabilidad del Constructor o Instalador en el Rendimiento .....	19
3.8	Relaciones Valoradas y Certificaciones .....	19
3.9	Mejoras de Obras Libremente Ejecutadas .....	20
3.10	Abono de Trabajos Presupuestados con Partida Alzada .....	20
3.11	Pagos.....	21
3.12	Indemnización por Retraso no Justificado .....	21
3.13	Demora de los Pagos .....	21
3.14	Mejoras y Aumentos de Obra. Casos Contrarios .....	21
3.15	Unidades de Obra Defectuosas pero Aceptables .....	22
3.16	Seguro de las Obras .....	22
3.17	Conservación de la Obra.....	23
3.18	Uso por el Contratista la Instalación o Bienes del Propietario .....	23
3.19	De Contradicción entre el Presente Pliego de Condiciones y el Contrato	23
<b>4</b>	<b>CONDICIONES LEGALES .....</b>	<b>24</b>
4.1	Normas, Reglamentos y demás Disposiciones Vigentes .....	24
4.2	Normas de Seguridad y Salud en el Trabajo .....	24
4.3	Reglamentación Urbanística.....	24
<b>5</b>	<b>CONDICIONES DE ÍNDOLE ADMINISTRATIVO .....</b>	<b>25</b>
5.1	Antes del inicio de las obras.....	25
5.2	Proyecto de la Instalación .....	25
5.3	Documentación Final .....	25



<b>6</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES .....</b>	<b>27</b>
6.1	Inspección .....	27
6.2	Consideraciones Previas .....	27
6.3	Orden de los Trabajos .....	28
6.4	Replanteo .....	28
<b>7</b>	<b>MARCHA DE LA OBRAS .....</b>	<b>29</b>
7.1	Condiciones de ejecución y montaje .....	29
<b>8</b>	<b>CONDICIONES TÉCNICAS PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>30</b>
8.1	Ámbito de Aplicación. ....	30
8.2	Obra Civil .....	30
8.3	Canalizaciones de BT.....	57
8.4	Conductores .....	69
8.5	Protecciones .....	78
8.6	Estructura Soporte.....	90
<b>9</b>	<b>CONDICIONES TÉCNICAS DE EJECUCIÓN DE REDES SUBTERRÁNEAS DE MT .....</b>	<b>92</b>
9.1	Consideraciones generales.....	92
9.2	Comprobaciones iniciales .....	92
9.3	Trazado .....	93
9.4	Canalizaciones .....	93
9.5	Transporte de bobinas .....	99
9.6	Tendido de conductores .....	99
9.7	Potencia mecánica.....	101
9.8	Señalización .....	101
9.9	Identificación.....	101
9.10	Cierre de zanjas .....	101
9.11	Reposición de pavimentos.....	102
9.12	Puesta a tierra .....	102
9.13	Montajes diversos .....	102
<b>10</b>	<b>CONDICIONES TÉCNICA CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....</b>	<b>103</b>
10.1	Accesos .....	103



10.2	Realización de los accesos.....	103
10.3	Suministro, transporte, almacenamiento y acopio a pie de obra .....	104
10.4	Excavación y explanación .....	105
10.5	Hormigones .....	106
10.6	Montaje electromecánico .....	109



## 1 OBJETO

Este pliego tiene por objeto establecer los criterios que han de cumplirse en la ejecución de la línea de evacuación.

Este Pliego de Condiciones Técnicas forma parte de la documentación de referencia y determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de la obras. Las dudas que se planteasen en su aplicación o interpretación serán dilucidadas por la Dirección Facultativa. Por el mero hecho de intervenir en la obra, se presupone que la empresa instaladora y las subcontratistas conocen y admiten el presente Pliego de Condiciones.

Este Pliego de Condiciones Técnicas se refiere al suministro, instalación, pruebas, ensayos, mantenimiento, características y calidades de los materiales necesarios en la construcción, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, el bienestar social y la protección del medio ambiente, siendo necesario que dichas instalaciones eléctricas se proyecten, construyan, mantengan y conserven de tal forma que se satisfagan los fines básicos de la funcionalidad, es decir de la utilización o adecuación al uso, y de la seguridad, concepto que incluye la seguridad estructural y la seguridad de utilización, de tal forma que el uso normal de la instalación no suponga ningún riesgo de accidente para las personas y cumpla la finalidad para la cual es diseñada y construida.

El contenido del pliego contiene:

- Condiciones facultativas
- Condiciones Económicas
- Condiciones Legales
- Condiciones Técnicas



## 2 CONDICIONES FACULTATIVAS

La Dirección Técnica de las obras e instalaciones que comprende el presente proyecto, será llevada a cabo por cualquier técnico cualificado designado por la propiedad, que disponga como mínimo del título de grado medio.

### 2.1 TÉCNICO DIRECTOR DE OBRA

Corresponde a la Dirección Técnica:

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Asistir a las obras a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las órdenes complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución técnica.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Redactar cuando sea requerido el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de Seguridad y Salud para la aplicación del mismo.
- Efectuar el replanteo inicial de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Constructor o Instalador.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, siempre que no solape competencias con el Coordinador de Seguridad y Salud, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer las pruebas o ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al Constructor o Instalador, impartándole, en su caso, las órdenes oportunas.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación de la obra.
- Suscribir el certificado final de la obra.
- Las funciones de la Dirección de Obras serán llevadas a cabo por el equipo facultativo que para ello se designe.



## 2.2 CONSTRUCTOR O INSTALADOR

Corresponde al Constructor o Instalador:

- Organizar los trabajos, redactando los planes de obras que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el Plan de Seguridad y Salud de la obra en aplicación del estudio correspondiente y disponer en todo caso la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.
- Suscribir con el Técnico Director el acta de replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparativos en obra y rechazando los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.
- Facilitar al Técnico Director con antelación suficiente los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

## 2.3 VERIFICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO

Antes de dar comienzo a las obras, el Constructor o Instalador consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada o, en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

El Contratista se sujetará a las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas vigentes, así como a las que se dicten durante la ejecución de la obra.



## 2.4 PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

El Constructor o Instalador, a la vista del Proyecto, conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad y Salud, presentará el Plan de Seguridad y Salud de la obra a la aprobación del Técnico de la Dirección Facultativa.

## 2.5 PRESENCIA DEL CONSTRUCTOR O INSTALADOR EN LA OBRA

El Constructor o Instalador viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de Jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas disposiciones competan a la contrata.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos facultará al Técnico para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

El Jefe de la obra, por sí mismo o por medio de sus técnicos encargados, estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al Técnico Director, en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

## 2.6 TRABAJOS NO ESTIPULADOS EXPRESAMENTE

Es obligación de la contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Técnico Director dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

El Contratista, de acuerdo con la Dirección Facultativa, entregará en el acto de la recepción provisional, los planos de todas las instalaciones ejecutadas en la obra, con las modificaciones o estado definitivo en que hayan quedado.

El Contratista se compromete igualmente a entregar las autorizaciones que preceptivamente tienen que expedir las Delegaciones Provinciales de Industria, Sanidad, etc., y autoridades locales, para la puesta en servicio de las referidas instalaciones.

Son también por cuenta del Contratista, todos los arbitrios, licencias municipales, vallas, alumbrado, multas, etc., que ocasionen las obras desde su inicio hasta su total terminación.



## 2.7 INTERPRETACIONES, ACLARACIONES Y MODIFICACIONES DE LOS DOCUMENTOS

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Constructor o Instalador estando éste obligado a su vez a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Técnico Director.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Constructor o Instalador, habrá de dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiera dictado, el cual dará al Constructor o Instalador, el correspondiente recibo, si este lo solicitase.

El Constructor o Instalador podrá requerir del Técnico Director, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

## 2.8 RECLAMACIONES CONTRA LAS ÓRDENES DE LA DIRECCIÓN FACULTATIVA

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas ante la Propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el Contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Técnico Director, el cual podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligatoria para ese tipo de reclamaciones.

## 2.9 FALTAS DE PERSONAL

El Técnico Director, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al Contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el Pliego de Condiciones Particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

## 2.10 CAMINOS Y ACCESOS

El Constructor dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de ésta.



El Técnico Director podrá exigir su modificación o mejora.

Asimismo, el Constructor o Instalador se obligará a la colocación en lugar visible, a la entrada de la obra, de un cartel exento de panel metálico sobre estructura auxiliar donde se reflejarán los datos de la obra en relación al título de la misma, entidad promotora y nombres de los técnicos competentes, cuyo diseño deberá ser aprobado previamente a su colocación por la Dirección Facultativa.

## 2.11 REPLANTEO

El Constructor o Instalador iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de ulteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se considerarán a cargo del Contratista e incluidos en su oferta.

El Constructor someterá el replanteo a la aprobación del Técnico Director y una vez este haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada por el Técnico, siendo responsabilidad del Constructor la omisión de este trámite.

## 2.12 COMIENZO DE LA OBRA. RITMO DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

El Constructor o Instalador dará comienzo a las obras en el plazo marcado en el Pliego de Condiciones Particulares, desarrollándolas en la forma necesaria para que dentro de los períodos parciales en aquél señalados queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el Contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el Contratista dar cuenta al Técnico Director del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.

## 2.13 ORDEN DE LOS TRABAJOS

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en los que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la Dirección Facultativa.

## 2.14 FACILIDADES PARA OTROS CONTRATISTAS

De acuerdo con lo que requiera la Dirección Facultativa, el Contratista General deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás Contratistas que intervengan en la obra. Ello sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre Contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos.

En caso de litigio, ambos Contratistas estarán a lo que resuelva la Dirección Facultativa.



## 2.15 AMPLIACIÓN DEL PROYECTO POR CAUSAS IMPREVISTAS O DE FUERZA MAYOR

Cuando sea preciso por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el Proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el Técnico Director en tanto se formula o se tramita el Proyecto Reformado.

El Constructor o Instalador está obligado a realizar con su personal y sus materiales cuanto la Dirección de las obras disponga obra de carácter urgente.

## 2.16 PRÓRROGA POR CAUSA DE FUERZA MAYOR

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Constructor o Instalador, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del Técnico. Para ello, el Constructor o Instalador expondrá, en escrito dirigido al Técnico, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

## 2.17 RESPONSABILIDAD DE LA DIRECCIÓN FACULTATIVA EN EL RETRASO DE LA OBRA

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obra estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección Facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiesen proporcionado.

## 2.18 CONDICIONES GENERALES DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entregue el Técnico al Constructor o Instalador, dentro de las limitaciones presupuestarias.

## 2.19 OBRAS OCULTAS

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación de los trabajos, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, siendo entregados: uno, al Técnico; otro a la Propiedad; y el tercero, al Contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.



## 2.20 TRABAJOS DEFECTUOSOS

El Constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las "Condiciones Generales y Particulares de índole Técnica" del Pliego de Condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.

Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva de la instalación es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala gestión o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que le exima de responsabilidad el control que compete al Técnico, ni tampoco el hecho de que los trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre serán extendidas y abonadas a buena cuenta.

Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el Técnico Director advierta vicios o defectos en los trabajos citados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y para verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata. Si ésta no estimase justa la decisión y se negase a la demolición y reconstrucción o ambas, se planteará la cuestión ante la Propiedad, quien resolverá.

## 2.21 VICIOS OCULTOS

Si el Técnico tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos.

Los gastos que se observen serán de cuenta del Constructor o Instalador, siempre que los vicios existan realmente.

## 2.22 DE LOS MATERIALES Y LOS APARATOS. SU PROCEDENCIA

El Constructor tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas clases en los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el Pliego Particular de Condiciones Técnicas preceptúe una procedencia determinada.

Obligatoriamente, y para proceder a su empleo o acopio, el Constructor o Instalador deberá presentar al Técnico una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se indiquen todas las indicaciones sobre marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.



## 2.23 MATERIALES NO UTILIZABLES

El Constructor o Instalador, a su costa, transportará y colocará, agrupándolos ordenadamente y en el lugar adecuado, los materiales procedentes de las excavaciones, derribos, etc., que no sean utilizables en la obra.

Se retirarán de esta o se llevarán al vertedero, cuando así estuviese establecido en el Pliego de Condiciones Particulares vigente en la obra.

Si no se hubiese preceptuado nada sobre el particular, se retirarán de ella cuando así lo ordene el Técnico.

## 2.24 GASTOS OCASIONADOS POR PRUEBAS Y ENSAYOS

Todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras serán a cuenta de la contrata.

Todo ensayo que no haya resultado satisfactorio o que no ofrezca las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo del mismo.

## 2.25 LIMPIEZA DE LAS OBRAS

Es obligación del Constructor o Instalador mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca un buen aspecto.

## 2.26 DOCUMENTACIÓN FINAL DE LA OBRA

El Técnico Director facilitará a la Propiedad la documentación final de las obras, con las especificaciones y contenido dispuesto por la legislación vigente.

## 2.27 PLAZO DE GARANTÍA

El plazo de garantía será de doce meses, y durante este período el Contratista corregirá los defectos observados, eliminará las obras rechazadas y reparará las averías que por esta causa se produjeran, todo ello por su cuenta y sin derecho a indemnización alguna, ejecutándose en caso de resistencia dichas obras por la Propiedad con cargo a la fianza.

El Contratista garantiza a la Propiedad contra toda reclamación de tercera persona, derivada del incumplimiento de sus obligaciones económicas o disposiciones legales relacionadas con la obra.

Tras la Recepción Definitiva de la obra, el Contratista quedará relevado de toda responsabilidad salvo en lo referente a los vicios ocultos de la construcción.



## 2.28 CONSERVACIÓN DE LAS OBRAS RECIBIDAS PROVISIONALMENTE

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía comprendido entre las recepciones provisional y definitiva correrán a cargo del Contratista.

Por lo tanto, el Contratista durante el plazo de garantía será el conservador de la instalación, donde tendrá el personal suficiente para atender a todas las averías y reparaciones que puedan presentarse, aunque fuese ocupada o utilizada por la propiedad, antes de la Recepción Definitiva.

## 2.29 DE LA RECEPCIÓN DEFINITIVA

La recepción definitiva se verificará después de transcurrido el plazo de garantía en igual forma y con las mismas formalidades que la provisional, a partir de cuya fecha cesará la obligación del Constructor o Instalador de reparar a su cargo aquellos desperfectos inherentes a la norma de conservación de la instalación y quedarán sólo subsistentes todas las responsabilidades que pudieran alcanzarle por vicios de la construcción.

## 2.30 PRÓRROGA DEL PLAZO DE GARANTÍA

Si al proceder al reconocimiento para la recepción definitiva de la obra, no se encontrase ésta en las condiciones debidas, se aplazará dicha recepción definitiva y el Técnico Director marcará al Constructor o Instalador los plazos y formas en que deberán realizarse las obras necesarias y, de no efectuarse dentro de aquellos, podrá resolverse el contrato con pérdida de la fianza.

## 2.31 DE LAS RECEPCIONES DE TRABAJOS CUYA CONTRATA HAYA SIDO RESCINDIDA

En el caso de resolución del contrato, el Contratista vendrá obligado a retirar, en el plazo que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares, la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones, etc., a resolver los subcontratos que tuviese concertados y a dejar la obra en condiciones de ser reanudadas por otra empresa.



## 3 CONDICIONES ECONÓMICAS

### 3.1 COMPOSICIÓN DE PRECIOS UNITARIOS

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Se considerarán costes directos:

- La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que intervienen directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- Los materiales, a los precios resultantes a pie de la obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- Los equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
- Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

Se considerarán costes indirectos:

- Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

Se considerarán gastos generales:

- Los Gastos Generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la Administración Pública este porcentaje se establece un máximo del 9 por 100).

Beneficio industrial:

- El Beneficio Industrial del Contratista se establece en un máximo del 6 por 100 sobre la suma de las anteriores partidas.



Precio de ejecución material:

- Se denominará Precio de Ejecución Material al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del Beneficio Industrial y los gastos generales.

Precio de contrata:

- El precio de Contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial.

El IVA gira sobre esta suma, pero no integra el precio.

### 3.2 PRECIO DE CONTRATA. IMPORTE DE CONTRATA

En el caso de que los trabajos a realizar en la instalación u obra aneja cualquiera se contratasen a riesgo y ventura, se entiende por Precio de Contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de Ejecución material, más el tanto por ciento (%) sobre este último precio en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista. Los Gastos Generales se estiman normalmente en un 9 por 100 y el beneficio se estima normalmente en 6 por 100, salvo que en las condiciones particulares o contractuales entre Contrata y Promotor se establezca otro destino.

### 3.3 PRECIOS CONTRADICTORIOS

Salvo que condiciones contractuales entre Contrata y Promotor se establezca otro destino:

Se producirán precios contradictorios sólo cuando la Propiedad por medio del Técnico decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista.

El Contratista estará obligado a efectuar los cambios.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el Técnico y el Contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determina el Pliego de Condiciones Particulares. Si subsistiese la diferencia se acudirá en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto, y, en segundo lugar, al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.

Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

### 3.4 RECLAMACIONES DE AUMENTO DE PRECIOS POR CAUSAS DIVERSAS

Si el Contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del



presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencia a Facultativas).

### 3.5 DE LA REVISIÓN DE LOS PRECIOS CONTRATADOS

Una vez que el Contratista y el Promotor cierren el contrato económico de la ejecución de las obras no se procederá a revisión de precios.

### 3.6 ACOPIO DE MATERIALES

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la Propiedad ordena por escrito.

Los materiales acopiados, una vez abonados por el Propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el Contratista.

### 3.7 RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR O INSTALADOR EN EL RENDIMIENTO

Si de los partes mensuales, o cualquier solución bajo forma contractual entre Contratista y Promotor para la elaboración de las certificaciones parciales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el Constructor al Técnico Director, éste advirtiese que los rendimientos o calidades, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos o calidades normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al Constructor o Instalador, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción o calidad en la cuantía señalada por el Técnico Director.

Si hecha esta notificación al Constructor o Instalador, en los meses sucesivos, los rendimientos o calidades no llegasen a los normales, el Propietario queda facultado para resarcirse de la diferencia, rebajando su importe del quince por ciento (15 por 100) que por los conceptos antes expresados correspondería abonarle al Constructor en las liquidaciones parciales que preceptivamente deben efectuársele, siempre que el resultado ejecutado tenga solución técnico-normativo. En caso de no llegar ambas partes a un acuerdo se someterá el caso a arbitraje.

### 3.8 RELACIONES VALORADAS Y CERTIFICACIONES

En cada una de las épocas o fechas que se fijen en el contrato o en los "Pliegos de Condiciones Particulares" que rijan en la obra, formará el Contratista una relación valorada de las obras ejecutadas durante los plazos previstos, según la medición que habrá practicado el Técnico.

Lo ejecutado por el Contratista en las condiciones preestablecidas, se valorará aplicando el resultado de la medición general, cúbica, superficial, lineal, ponderal o numeral correspondiente a cada unidad de la obra y a los precios señalados en



el presupuesto para cada una de ellas, teniendo presente además lo establecido en el presente "Pliego General de Condiciones Económicas", respecto a mejoras o sustituciones de material y a las obras accesorias y especiales, etc.

Al Contratista, que podrá presenciar las mediciones necesarias para extender dicha relación, se le facilitarán por el Técnico los datos correspondientes de la relación valorada, acompañándolos de una nota de envío, al objeto de que, dentro del plazo de diez (10) días a partir de la fecha de recibo de dicha nota, pueda el Contratista examinarlos o devolverlos firmados con su conformidad o hacer, en caso contrario, las observaciones o reclamaciones que considere oportunas. Dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo, el Técnico Director aceptará o rechazará las reclamaciones del Contratista si las hubiere, dando cuenta al mismo de su resolución, pudiendo éste, en el segundo caso, acudir ante el Propietario contra la resolución del Técnico Director en la forma prevenida de los "Pliegos Generales de Condiciones Facultativas y Legales".

Tomando como base la relación valorada indicada en el párrafo anterior, expedirá el Técnico Director la certificación de las obras ejecutadas.

De su importe se deducirá el tanto por ciento que para la constitución de la fianza se haya preestablecido.

Las certificaciones se remitirán al Propietario, dentro del mes siguiente al período a que se refieren, y tendrán el carácter de documento y entregas a buena cuenta, sujetas a las rectificaciones y variaciones que se deriven de la liquidación final, no suponiendo tampoco dichas certificaciones aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Las relaciones valoradas contendrán solamente la obra ejecutada en el plazo a que la valoración se refiere.

### 3.9 MEJORAS DE OBRAS LIBREMENTE EJECUTADAS

Cuando el Contratista, incluso con autorización del Técnico Director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el Proyecto o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio, o ejecutase con mayores dimensiones cualquier parte de la obra, o, en general, introdujese en ésta y sin pedírsela, cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del Técnico Director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponderle en el caso de que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicada.

### 3.10 ABONO DE TRABAJOS PRESUPUESTADOS CON PARTIDA ALZADA

Salvo lo preceptuado en el "Pliego de Condiciones Particulares de índole económica", y siempre que no se contradiga el documento contractual entre Contratista y Promotor, el abono de los trabajos presupuestados en partida alzada se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:



- Si existen precios contratados para unidades de obra iguales, las presupuestadas mediante partidaalzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.
- Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partidaalzada, deducidos de los similares contratados.
- Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partidaalzada se abonará íntegramente al Contratista, salvo el caso de que en el Presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso, el Técnico Director indicará al Contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que ha de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de Administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el Presupuesto aprobado o, en su defecto, a los que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista.

### 3.11 PAGOS

Los pagos se efectuarán por el Propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe, corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el Técnico Director, en virtud de las cuales se verifican aquéllos.

### 3.12 INDEMNIZACIÓN POR RETRASO NO JUSTIFICADO

La indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil (o/oo) del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el Calendario de Obra.

Las sumas resultantes se descontarán y retendrán con cargo a la fianza.

### 3.13 DEMORA DE LOS PAGOS

Se rechazará toda solicitud de resolución del contrato fundada en dicha demora de Pagos, cuando el Contratista no justifique en la fecha el presupuesto correspondiente al plazo de ejecución que tenga señalado en el contrato.

### 3.14 MEJORAS Y AUMENTOS DE OBRA. CASOS CONTRARIOS

No se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en que el Técnico Director haya ordenado por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la



calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato. Tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las mediciones del Proyecto, a menos que el Técnico Director ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas.

En todos estos casos será condición indispensable que ambas partes contratantes, antes de su ejecución o empleo, convengan por escrito los importes totales de las unidades mejoradas, los precios de los nuevos materiales o aparatos ordenados emplear y los aumentos que todas estas mejoras o aumentos de obra supongan sobre el importe de las unidades contratadas.

Se seguirán el mismo criterio y procedimiento, cuando el Técnico Director introduzca innovaciones que supongan una reducción apreciable en los importes de las unidades de obra contratadas.

### 3.15 UNIDADES DE OBRA DEFECTUOSAS PERO ACEPTABLES

Cuando por cualquier causa fuera menester valorar obra defectuosa, pero aceptable a juicio del Técnico Director de las obras, éste determinará el precio o partida de abono después de oír al Contratista, el cual deberá conformarse con dicha resolución, salvo el caso en que, estando dentro del plazo de ejecución, prefiera demoler la obra y rehacerla con arreglo a condiciones, sin exceder de dicho plazo.

### 3.16 SEGURO DE LAS OBRAS

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados. El importe abonado por la Sociedad Aseguradora, en el caso de siniestro, se ingresará en cuenta a nombre del Propietario, para que con cargo a ella se abone la obra que se construya y a medida que ésta se vaya realizando. El reintegro de dicha cantidad al Contratista se efectuará por certificaciones, como el resto de los trabajos de la construcción. En ningún caso, salvo conformidad expresa del Contratista, hecho en documento público, el Propietario podrá disponer de dicho importe para menesteres distintos del de reconstrucción de la parte siniestrada; la infracción de lo anteriormente expuesto será motivo suficiente para que el Contratista pueda resolver el contrato, con devolución de fianza, abono completo de gastos, materiales acopiados, etc.; y una indemnización equivalente al importe de los daños causados al Contratista por el siniestro y que no se hubiesen abonado, pero sólo en proporción equivalente a lo que suponga la indemnización abonada por la Compañía Aseguradora, respecto al importe de los daños causados por el siniestro, que serán tasados a estos efectos por el Técnico Director.

Los riesgos asegurados y las condiciones que figuren en la póliza o pólizas de Seguros, los pondrá el Contratista, antes de contratarlos en conocimiento del Propietario, al objeto de recabar de éste su previa conformidad o reparos.



### 3.17 CONSERVACIÓN DE LA OBRA

Si el Contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de las obras durante el plazo de garantía, en el caso de que la instalación no haya sido ocupada por el Propietario antes de la recepción definitiva, el Técnico Director en representación del Propietario, podrá disponer todo lo que sea preciso para que se atienda a la guardería, limpieza y todo lo que fuese menester para su buena conservación abonándose todo ello por cuenta de la Contrata.

Al abandonar el Contratista la instalación, tanto por buena terminación de las obras, como en el caso de resolución del contrato, está obligado a dejarla desocupada y limpio en el plazo que el Técnico Director fije.

Después de la recepción provisional de la instalación y en el caso de que la conservación de la instalación corra a cargo del Contratista, no deberá haber en ella más herramientas, útiles, materiales, muebles, etc., que los indispensables para su guardería y limpieza y para los trabajos que fuese preciso ejecutar.

En todo caso, ocupada o no la instalación está obligado el Contratista a revisar la obra, durante el plazo expresado, procediendo en la forma prevista en el presente "Pliego de Condiciones Económicas".

### 3.18 USO POR EL CONTRATISTA LA INSTALACIÓN O BIENES DEL PROPIETARIO

Cuando durante la ejecución de las obras ocupe el Contratista, con la necesaria y previa autorización del Propietario, la instalación o haga uso de materiales o útiles pertenecientes a la misma, tendrá obligación de repararlos y conservarlos para hacer entrega de ellos a la terminación del contrato, en perfecto estado de conservación reponiendo los que se hubiesen inutilizado, sin derecho a indemnización por esta reposición ni por las mejoras hechas, propiedades o materiales que haya utilizado.

En el caso de que al terminar el contrato y hacer entrega del material propiedades o edificaciones, no hubiese cumplido el Contratista con lo previsto en el párrafo anterior, lo realizará el Propietario a costa de aquél y con cargo a la fianza.

### 3.19 DE CONTRADICCIÓN ENTRE EL PRESENTE PLIEGO DE CONDICIONES Y EL CONTRATO

En todo caso prevalecerá los acuerdos y cláusulas que de mutuo acuerdo hayan pactado contratista o instalador y promotor de las obras.

Cuando tal circunstancia se produjera, el Técnico Directo puede solicitar al Contratista una copia de dichos acuerdos o contratos suscritos en forma de Contrato Legal y deberá estar firmado por las partes que acuerden tal Documento.



## 4 CONDICIONES LEGALES

### 4.1 NORMAS, REGLAMENTOS Y DEMÁS DISPOSICIONES VIGENTES

El Constructor está obligado a cumplir toda la reglamentación vigente tanto en lo referente a las condiciones de contratación laboral, seguridad y salud en el trabajo, así como a las técnicas a que se hace referencia en el Proyecto.

### 4.2 NORMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

Al Contratista se le considera en conocimiento de Resolución de 1 de agosto de 2007, de la Dirección General de Trabajo, por la que se inscribe en el registro y publica el IV Convenio Colectivo General del Sector de la Construcción, del Reglamento de la Seguridad en la Industria de la Construcción (Órdenes de 20 de mayo de 1952 y 23 de septiembre de 1966), de la Ordenanza de Seguridad e Higiene en el trabajo (Orden de 9 de marzo de 1971) y de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación, y de que viene obligado a cumplimentarlas y a tomar las medidas de seguridad necesarias para salvaguardar la integridad física de las personas, tanto integrantes de la obra como ajenas a ella.

### 4.3 REGLAMENTACIÓN URBANÍSTICA

La obra a construir habrá de atenerse a todas las limitaciones del Proyecto aprobado por los organismos competentes, y en especial a lo referente a volumen, alturas, emplazamiento, ocupación de solar, etc., de acuerdo con el P.G.O.U. Municipal. Recordando que cualquier infracción puede ser sancionada de acuerdo con lo legislado en la Reforma de la Ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana de 19/1975 y reglamentos correspondientes.



## 5 CONDICIONES DE ÍNDOLE ADMINISTRATIVO

### 5.1 ANTES DEL INICIO DE LAS OBRAS

Antes de comenzar la ejecución de esta instalación, la Propiedad o titular deberá designar a un técnico titulado competente como responsable de la Dirección Facultativa de la obra, quién, una vez finalizada la misma y realizadas las pruebas y verificaciones preceptivas, emitirá el correspondiente Certificado de Dirección y Finalización de Obra.

### 5.2 PROYECTO DE LA INSTALACIÓN

El proyecto constará de los documentos y contenidos preceptivamente establecidos en las normativas específicas que le son de aplicación, y como mínimo contemplará la documentación descriptiva que se recoge en correspondiente apartado del Proyecto considerada necesaria para la ejecución de una instalación con la calidad, funcionalidad y seguridad requerida.

### 5.3 DOCUMENTACIÓN FINAL

Concluidas las obras necesarias de la instalación eléctrica, ésta deberá quedar perfectamente documentada y a disposición de El Cliente, incluyendo sus características técnicas, el nivel de calidad alcanzado, así como las instrucciones de uso y mantenimiento adecuadas a la misma, la cual contendrá como mínimo lo siguiente:

- Documentación administrativa y jurídica: datos de identificación de los profesionales y empresas intervinientes en la obra, acta de recepción de obra o documento equivalente, autorizaciones administrativas y cuantos otros documentos se determinen en la legislación.
- Documentación técnica: el documento técnico de diseño correspondiente, los certificados técnicos y de instalación, así como otra información técnica sobre la instalación, equipos y materiales instalados. Se deberá incluir, además, tanto el esquema unifilar, como la documentación gráfica necesaria.
- Certificado de Dirección de Obra: Es el documento emitido por el Técnico Facultativo competente, en el que certifica que ha dirigido eficazmente los trabajos de la instalación proyectada, asistiendo con la frecuencia que su deber de vigilancia del desarrollo de los trabajos ha estimado necesario, comprobando finalmente que la obra está completamente terminada y que se ha realizado de acuerdo con la especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución presentado, con la modificaciones de escasa importancia que se indiquen, cumpliendo, así mismo, con



- la legislación vigente relativa a los Reglamentos de Seguridad que le sean de aplicación.
- **Certificado de Instalación:** Es el documento emitido por la empresa instaladora y firmado por el profesional habilitado adscrito a la misma que ha ejecutado la correspondiente instalación eléctrica, en el que se certifica que la misma está terminada y ha sido realizada de conformidad con la reglamentación vigente y con el documento técnico de diseño correspondiente, habiendo sido verificada satisfactoriamente en los términos que establece dicha normativa específica, y utilizando materiales y equipos que son conformes a las normas y especificaciones técnicas declaradas de obligado cumplimiento.
  - **Certificado de Garantía de la Instalación:** el contratista entregará a El Cliente el correspondiente certificado de garantía, todos los certificados de garantía de los materiales suministrados emitidos por los correspondientes fabricantes, así como los certificados de todos los ensayos realizados.



## 6 CONSIDERACIONES GENERALES

Se prohíbe toda variación sobre el contenido del proyecto y sobre las prescripciones de este documento, salvo que la Dirección Facultativa lo autorice expresamente por escrito, y cuente con la aprobación previa y expresa de El Cliente.

La construcción de Líneas de Alta Tensión requiere el conocimiento de toda la normativa vigente de aplicación así como de las Normas y Especificaciones de El Cliente referidas a materiales, Proyectos Tipo, y otros documentos normativos de criterios de ejecución, tales como UNE, UNESA, etc.

### 6.1 INSPECCIÓN

En el proceso de ejecución de todas aquellas obras que pretendan ser cedidas a El Cliente, el promotor estará obligado a comunicar el inicio de los trabajos a fin de que El Cliente pueda realizar las labores de inspección precisas.

### 6.2 CONSIDERACIONES PREVIAS

Las instalaciones serán ejecutadas por instaladores eléctricos, y deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones Técnicas y a la reglamentación vigente, cumpliéndose además, todas las disposiciones legales que sean de aplicación en materia de seguridad y salud en el trabajo.

Como regla general, todas las obras se ejecutarán con materiales de calidad reconocida, de acuerdo con los planos del proyecto, y cualquier modificación sólo podrá realizarse previa autorización por escrito de la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente.

La Dirección Facultativa y/o el Gestor de El Cliente rechazará todas aquellas partes de la instalación que no cumplan los requisitos para ellas exigidas, obligándose la empresa instaladora o Contratista a sustituirlas.

Antes de la instalación, el Contratista presentará a la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente los catálogos, muestras, etc., que se precisen para la recepción de los distintos materiales. No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente

Se realizarán cuantos análisis y pruebas se ordenen por la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente aunque no estén indicadas en este Pliego.

Este control previo no constituye recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente, aún después de colocado, si no cumpliese con las condiciones exigidas en este Pliego de Condiciones, debiendo ser reemplazados por el Contratista por otros que cumplan con las calidades exigidas.



Se comprobará que todos los elementos y componentes de la instalación coinciden con su desarrollo en el proyecto, y en caso contrario se redefinirán en presencia de la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente Una vez iniciadas las obras deberán continuarse sin interrupción y en plazo estipulado.

### 6.3 ORDEN DE LOS TRABAJOS

La Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente fijará el orden que deben llevar los trabajos y el contratista estará obligado a cumplir exactamente cuánto se disponga sobre el particular.

### 6.4 REPLANTEO

El replanteo de la obra se hará por la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente con el contratista, quien será el encargado de la vigilancia y dar cumplimiento a lo estipulado.

Antes de comenzar los trabajos se marcará en el terreno, por Instalador y en presencia de la Dirección Facultativa y/o Gestor de El Cliente, las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y la posición en la que se ubicarán las arquetas. Se procederá a la identificación de los servicios que puedan resultar afectados o que puedan condicionar y limitar la ejecución de la instalación de acuerdo al proyecto, siendo responsable el Contratista de los accidentes o desperfectos que se pudieran derivar del incumplimiento de lo señalado. Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones que se precisen.



## 7 MARCHA DE LA OBRAS

Una vez iniciadas las obras deberán continuarse sin interrupción y en plazo estipulado.

### 7.1 CONDICIONES DE EJECUCIÓN Y MONTAJE

En este apartado se determinan las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de la obra civil, la instalación de los conductores y cables de fibra óptica, de las instalaciones que se desarrollen en aplicación del proyecto. Todo ello deberá cumplir la normativa vigente para el desarrollo de los trabajos.



## 8 CONDICIONES TÉCNICAS PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

### 8.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN.

El ámbito de aplicación del presente pliego se refiere al sistema integrado por:

- Obra Civil en todas sus formas de Ejecución del Parque Solar.
- Instalaciones de BT tanto de Generación como de Servicios Auxiliares.
- Instalaciones Complementarias tales como Seguridad, Monitorización, Comunicaciones, y de Suministros de servicios como Fosa Aséptica o suministro de Aguas.

Estas obras contemplan el suministro y montaje de los materiales necesarios en la construcción de los Centros, así como la puesta en servicio de los mismos.

Los pliegos de condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

### 8.2 OBRA CIVIL

#### 8.2.1 General

##### 8.2.1.1 Normativa de consulta

- Pliego de prescripciones técnicas para obras de carreteras y puentes, PG-3.
- Instrucción de hormigón estructural, aprobado por el RD 2661/1998.
- Instrucción para la recepción de cementos (RC-08) aprobada por Real Decreto 956/2008 de 19 de junio
- Código Técnico de la Edificación, aprobado por RD (1371/2007)
- LEY 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental
- RD 1627/1997, por el que establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de la construcción.
- RD 105/08 por el que se regula producción y gestión de los residuos de construcción y demolición
- Normas UNE

En general, cuantas prescripciones figuran en los Reglamentos, Normas e Instrucciones Oficiales que guarden relación con obras del presente Proyecto, con sus instalaciones complementarias o con los trabajos necesarios para realizarlas.



Si alguna de las normas anteriormente relacionadas regula de modo distinto algún concepto, se entenderá de aplicación la más restrictiva. De manera análoga, si lo preceptuado para alguna materia por las citadas normas estuviera en contradicción con lo prescrito en el presente Documento, prevalecerá lo establecido en este último.

Las contradicciones que puedan existir entre los distintos condicionados, serán resueltas por la Dirección de Obra, que así mismo determinará, la normativa a seguir en caso de contradicción.

### 8.2.1.2 Trazado

Para el diseño trazado en planta y vertical se seguirán lo indicado en la Norma 3.1-IC. Trazado.

Se seguirán las indicaciones del art. 7.4.5 de la Norma 3.1-IC: "Trazado, para el acceso a carreteras nacionales, vías de servicio o cualquier otro tipo de vía pública".

De manera general, y en caso de que no especifique lo contrario, se partirá de los siguientes criterios:

- Velocidad de proyecto: 30 km/h.
- Ancho de rodadura: 4 m.
- Bombeo: mínimo de 2% y máximo de 6%.
- Profundidad de cunetas: 0,5 m.
- Talud de cunetas: 2:1.
- Pendiente de proyecto máxima admisible: 8%.
- Se intentará minimizar en todo lo posible los movimientos de tierras.
- Los caminos no llevarán arcenes ni bermas.

### 8.2.1.3 Explanada

Para el diseño de la explanada se seguirá lo indicado en el art. 5 de la Norma 6.1-IC. Secciones de firme.

De forma general y salvo indicaciones contrarias del proyectista se considerará un tráfico de IMDp T42, con tráfico de vehículos pesados menor de 25 al día.

Para la clasificación del tipo de material de suelo para la explanada, se atenderá a lo indicado en el art. 330 del PG-3, mediante el cumplimiento de los requisitos de los distintos tipos de suelos.

Para obtener el tipo de explanada se atenderá a lo expuesto en el art. 5.1 la Norma 6.1-IC. Secciones de firme.



Los tipos de suelo para material de explanada cumplirán con el art. 330 del Pliego de Condiciones Generales PG-3. Igualmente cumplirán con lo prescrito en la presente especificación.

La cota de la explanada deberá quedar al menos a sesenta centímetros (60 cm) por encima del nivel más alto previsible de la capa freática donde el macizo de apoyo esté formado por suelos seleccionados; a ochenta centímetros (80 cm) donde esté formado por suelos adecuados; a cien centímetros (100 cm) donde sean tolerables, y a ciento veinte centímetros (120 cm) donde sean marginales o inadecuados.

A tal fin se adoptarán medidas tales como la elevación de la cota de la explanada, la colocación de drenes subterráneos, la interposición de geotextiles o de una capa drenante, etc., asegurando además la evacuación del agua que se pueda infiltrar a través del firme de la calzada y de los arcenes.

Como norma general, excepto que el Proyectista prescriba lo contrario, la sub-base se formará con el propio terreno, y tendrá el espesor necesario para transmitir y soportar los esfuerzos. Los materiales de la sub-base deberá cumplir lo especificado en el art. 330 del Pliego PG-3.

#### 8.2.1.4 Secciones de firme.

Para el diseño de las secciones de firme se seguirá lo indicado en el art. 6 de la Norma 6.1-IC. Secciones de firme.

Como norma general, excepto que el Proyectista prescriba lo contrario, la base de rodadura será de zahorra artificial con un espesor mínimo de 30 cm.

Los materiales de zahorra cumplirán con lo indicado en el art. 510 del Pliego PG-3.

#### 8.2.1.5 Drenajes.

Para el cálculo de los elementos de drenaje y pequeñas obras de paso, se considerará un periodo de retorno mínimo de 10 años.

La velocidad máxima de evacuación de aguas se corresponderá con las indicadas según la naturaleza del terreno en la tabla 1.3 de la Instrucción 5.2-IC. Drenaje superficial.

El caudal de referencia se calculará en función de lo indicado en el aptdo. 2 de la Instrucción 5.2-IC. Drenaje superficial.

A fin de disminuir todo lo posible los caudales a evacuar, se desaguará la red de drenaje superficial siempre que sea posible, excepto en zonas muy sensibles a la contaminación donde convenga evitar todo vertido de aguas pluviales.



## 8.2.2 Materiales y equipos

### 8.2.2.1 Hormigón

Los hormigones que aquí se definen, así como los materiales que lo componen, cumplirán las especificaciones indicadas en la vigente "Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08)", así como en el Pliego de Pliego de Prescripciones Técnicas Generales.

Los componentes del hormigón serán:

- Cemento.
- Agua.
- Áridos.
- Aditivos. En el caso de que así se prescriban.

El hormigón a emplear para las cimentaciones será del tipo que prescriba el Fabricante de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos o bien el Proyectista de la totalidad del proyecto. Las características del hormigón detallarán como mínimo:

- Resistencia característica especificada.
- La resistencia mínima del hormigón en masa será  $f_{ck} > 20 \text{ N/mm}^2$
- La resistencia mínima del hormigón armado será  $f_{ck} > 25 \text{ N/mm}^2$
- Docilidad.
- Tamaño máximo del árido: especificado por el Proyectista o en su defecto 40 mm
- Contenidos de cemento y relación agua/cemento compatible con el ambiente y el tipo de función del hormigón.

El hormigón a emplear para las cimentaciones directas mediante zapatas aisladas o bien mediante zapatas combinadas será siempre procedente de central.

La docilidad del hormigón será dictaminada por las consideraciones de la Dirección Facultativa.

### 8.2.2.2 Cementos

Las especificaciones de los cementos que se usarán en las cimentaciones directas para estructuras soporte de módulos fotovoltaicos, atenderán a lo dictado a la Instrucción para la recepción de Cementos RC-03 y en la Instrucción EHE-08, así como a las siguientes Normas UNE:

- UNE 80 301 Cementos. Cementos comunes. Composición, especificaciones y criterios de conformidad.
- UNE 80 303 Cementos resistentes a sulfatos y/o agua de mar.



- UNE 80 305 Cementos blancos.

### 8.2.2.3 Agua

El agua usada tanto para el amasado como el curado del hormigón en obra, no debe contener ningún ingrediente dañino en cantidades tales que afecten a las propiedades del hormigón o a la protección de la armadura frente a la corrosión.

En caso de origen dudoso del agua, se procederá al análisis de la misma, que deberá cumplir los requisitos especificados en la EHE-08. No podrá usarse agua de mar o aguas salinas para el hormigón armado o pretensado.

### 8.2.2.4 Áridos

La naturaleza de los áridos y su preparación serán tales que permitan garantizar la adecuada resistencia y durabilidad del hormigón, así como las restantes características que se exijan a éste en el Pliego PG-3 y en la Instrucción EHE-08.

Como áridos para la fabricación de hormigones pueden emplearse arenas y gravas existentes en yacimientos naturales, rocas machacadas o escorias siderúrgicas apropiadas, así como otros productos cuyo empleo se encuentre sancionado por la práctica o resulte aconsejable como consecuencia de estudios realizados en laboratorio. En cualquier caso, el suministrador de áridos garantizará documentalmente el cumplimiento de las especificaciones que se indican en la Instrucción EHE-08 hasta la recepción de éstos.

Cuando no se tengan antecedentes sobre la naturaleza de los áridos disponibles, o se vayan a emplear para otras aplicaciones distintas de las ya sancionadas por la práctica, se realizarán ensayos de identificación mediante análisis mineralógicos, petrográficos, físicos o químicos, según convenga a cada caso.

En el caso de utilizar escorias siderúrgicas como árido, se comprobará previamente que son estables, es decir, que no contienen silicatos inestables ni compuestos ferrosos.

Se prohíbe el empleo de áridos que contengan sulfuros oxidables.

Los áridos deben ser transportados y acopiados de manera que se evite su segregación y contaminación, debiendo mantener las características granulométricas de cada una de sus fracciones hasta su incorporación a la mezcla.

Por su parte, el fabricante de hormigón, que está obligado a emplear áridos que cumplan las especificaciones señaladas en la Instrucción EHE-08, deberá en caso de duda, realizar los correspondientes ensayos.

El tamaño de los áridos será prescrito por el Fabricante de las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos o por el Projectista de la totalidad del proyecto.



### 8.2.2.5 Aditivos

Aditivos son aquellas sustancias o productos que, incorporados al hormigón antes del amasado (o durante el mismo o en el transcurso de un amasado suplementario) en una proporción no superior al 5% del peso del cemento, producen la modificación deseada, en estado fresco o endurecido, de alguna de sus características, de sus propiedades habituales o de su comportamiento.

En los hormigones armados o pretensados no podrán utilizarse como aditivos el cloruro cálcico ni en general productos en cuya composición intervengan cloruros, sulfuros, sulfitos u otros componentes químicos que puedan ocasionar o favorecer la corrosión de las armaduras.

En los elementos pretensados mediante armaduras ancladas exclusivamente por adherencia, no podrán utilizarse aditivos que tengan carácter de aireantes.

En los documentos de origen, figurará la designación del aditivo de acuerdo con lo indicado en la UNE EN 934-2:2010, así como el certificado de garantía del fabricante de que las características y especialmente el comportamiento del aditivo, agregado en las proporciones y condiciones previstas, son tales que produce la función principal deseada sin perturbar excesivamente las restantes características del hormigón, ni representar peligro para las armaduras.

Los aditivos se transportarán y almacenarán de manera que se evite su contaminación y que sus propiedades no se vean afectadas por factores físicos o químicos (heladas, altas temperaturas, etc.). El fabricante suministrará el aditivo correctamente etiquetado, según la PNE-prEN 934.

Los aditivos que modifiquen el comportamiento reológico del hormigón deberán cumplir la UNE EN 934-2:2010. Los aditivos que modifiquen el tiempo de fraguado deberán cumplir la UNE EN 934-2:2010.

### 8.2.2.6 Arenas

Las arenas serán de naturaleza silíceas, no admitiéndose arenas cuyas sustancias perjudiciales excedan de los porcentajes referidos en peso seco, determinados según las normas de ensayo UNE.

No se utilizarán áridos finos que presenten una proporción de materiales orgánicos tal que ensayados con arreglo al método de ensayo, produzca una sustancia más oscura que la sustancia patrón.

Para la arena destinada a confección de morteros, habrán de cumplirse las siguientes condiciones:

- Tamaño máximo de granos tal que la arena pase por un tamiz de abertura no superior a 3,3 mm (1/3 del espesor del tendel)
- Contenido en finos, determinado por tamizado, en legislación, que pase por el tamiz 0,008 no será superior al 15% del peso total de la muestra.



- El contenido total de materiales perjudiciales tales como mica, yeso, feldespatos, etc, no será nunca superior al 20%.

#### 8.2.2.7 Cementos

Los cementos que se usarán para la confección de morteros atenderán a lo dictado a la Instrucción para la recepción de Cementos RC-03 y en la Instrucción EHE-08.

El tipo de cemento para la confección de mortero será determinado por la Dirección Técnica.

La temperatura de llegada del cemento a la obra será inferior de 70° C, cualquiera que sea la forma de suministro de esta, estará igualmente defendido frente a la humedad en todo momento y se conservará en locales cubiertos, secos y ventilados.

#### 8.2.2.8 Morteros

Se usará el mortero de alta resistencia para el relleno de las coqueas superficiales de las zapatas aisladas y zapatas combinadas.

El mortero usará los componentes de cemento, arenas y aguas especificados por la dirección técnica, en las proporciones que esta indique.

El mortero de cemento podrá usarse dentro de las 2 horas siguientes a su amasado. Durante este tiempo podrá añadirse agua para compensar la pérdida de agua del amasado. Pasado esta fracción de tiempo, el mortero será desechado sin volver a ser utilizado.

#### 8.2.2.9 Gravas

Las gravas utilizadas para mejora de la capacidad portante del suelo cumplirán con lo prescrito en la Instrucción EHE-08.

No se admitirán gravas cuyas sustancias perjudiciales excedan de los porcentajes referidos en peso seco, determinados según las normas de ensayo UNE.

El árido grueso estará exento de cualquier sustancia que pueda reaccionar perjudicialmente con los álcalis de que contenga el cemento.

Se comprobará que las gravas no presenten una pérdida de peso superior al 12% y al 18% al ser sometido a cinco ciclos de tratamiento con soluciones de sulfato sódico y sulfato magnésico respectivamente, de acuerdo con el método de ensayo.

El coeficiente de forma del árido grueso, determinado según el método de ensayo, no deberá ser inferior a 0,15.



### 8.2.2.10 Elementos de hormigón prefabricado. Generalidades

Los elementos de hormigón prefabricado cumplirán con lo prescrito en:

- Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08).
- Instrucción para la Recepción de Cementos.
- "Hormigones" y "Obras de hormigón en masa o armado" del PG-3.

### 8.2.2.11 Elementos de hormigón prefabricado. Arquetas

Las arquetas prefabricadas cumplirán con las normas UNE EN 1917 y complemento nacional UNE 127917.

Las arquetas usadas para los drenajes serán con fondo, de hormigón HM-20, y tendrán las dimensiones especificadas por el Proyectista.

Las arquetas estarán en perfecto estado, sin grietas ni agujeros. Las superficies no presentarán irregularidades como tampoco presentarán coqueras.

## 8.2.3 Hormigones

Los hormigones que aquí se definen cumplirán las especificaciones indicadas en la vigente "Instrucción de Hormigón Estructural (EHE-08)" y a lo indicado en el art. 610 de Pliego PG-3, así como las especificaciones adicionales contenidas en esta especificación.

El hormigón que será siempre fabricado en central, la cual dispondrá de distintivo reconocido o certificado EHE-08, o bien un Sello o Marca de Calidad oficialmente reconocido por un Centro Directivo de las Administraciones Públicas con competencias en construcción.

Cada carga de hormigón irá acompañada de una hoja de suministro que estará en todo momento a disposición de la Dirección de Obra, y en la que deberán figurar, como mínimo, los siguientes datos:

- 1. Nombre de la central de fabricación de hormigón.
- 2. Número de serie de la hoja de suministro.
- 3. Fecha de entrega.
- 4. Nombre del peticionario y del responsable de la recepción, según 69.2.9.2.
- 5. Especificación del hormigón.

### 8.2.3.1 Hormigón prefabricado

Los elementos de hormigón prefabricado presentarán certificado acreditativo del cumplimiento de las especificaciones técnicas obligatorias establecidas en la presente especificación, otorgado por los Organismos españoles -públicos y



privados- autorizados para realizar tareas de certificación en el ámbito de los materiales, sistemas y procesos industriales, conforme al Real Decreto 2200/95, de 28 de diciembre

#### 8.2.3.2 Cemento

En los documentos de origen del cemento, figurarán la clase y categoría del conglomerado de así como la garantía del fabricante de que el cemento cumple con las características exigidas.

Antes de ser usado el cemento para la elaboración de morteros, el Contratista deberá presentar a la Dirección técnica el cemento para la aprobación de su uso.

#### 8.2.3.3 Zahorras

Las partidas de zahorras presentarán en su entrega Certificado de Declaración de Conformidad CE según norma UNE.

### 8.2.4 Ejecución

#### 8.2.4.1 Responsabilidades

##### **Responsabilidades del contratista**

El contratista será responsable del cumplimiento de todas las disposiciones de la presente especificación. Entre ellas:

- Calidad de los materiales y equipos conforme a lo especificado.
- Realización de los replanteos previos a la ejecución de las unidades de obra.
- Ejecución de los trabajos conforme a procedimiento especificado.
- Comunicar a la Dirección Técnica cualquier cambio que pretenda realizarse en los materiales y equipos o en la ejecución de las unidades de obra para su aprobación.
- Ejecución de los trabajos conforme a las restricciones y condicionantes técnicos reflejados en todos los permisos y licencias administrativas necesarias para la autorización administrativa del Proyecto.
- Cumplimiento del preceptivo plan de calidad.
- Cumplimiento del cronograma de ejecución de los trabajos de la obra, conforme a los rendimientos indicados por el propio contratista.
- Presentar a la Dirección Facultativa los materiales y equipos a instalar previamente a la ejecución de las obras y/o instalación de los equipos.
- Entrega a la Dirección Facultativa de la documentación de producto y certificados de calidad de los materiales
- Cumplimiento preceptivo del plan de Seguridad y Salud integral de la obra.