



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE 5MW<sub>p</sub> CON  
EVACUACIÓN A RED DE 20 KV, SITUADA  
EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR  
(VALENCIA)**

AUTOR: FRANCESC CABO RECHE

TUTOR: CARLOS ROLDÁN PORTA

COTUTOR: CARLOS ROLDÁN BLAY

**Curso Académico: 2020-21**

## Resumen

El presente Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo el diseño de una instalación fotovoltaica de 5MWp para inyección a red mediante una línea de Media Tensión de 20 kV. Se presenta una introducción sobre el estado actual de la energía solar fotovoltaica en España y los conceptos teóricos necesarios para comprender el funcionamiento de esta tecnología. Seguidamente se selecciona un emplazamiento adecuado teniendo en cuenta que se debe inyectar la energía a la red por medio de una subestación. Una vez situada la instalación se definen y seleccionan de manera justificada todos los elementos que componen la planta, para posteriormente realizar los cálculos de dimensionamiento e interconexión de los elementos, así como los necesarios para garantizar la seguridad de las personas y la propia instalación. Una vez dimensionada la instalación se realiza un estudio de producción anual de energía. Se dimensiona seguidamente la línea de MT necesaria para inyectar la energía a la red, calculando todos los elementos necesarios para un funcionamiento seguro. Finalmente se presenta el presupuesto del proyecto junto con un estudio económico.

**Palabras clave:** Planta fotovoltaica, línea aérea, conexión a red, protecciones, módulos fotovoltaicos.

## Resum

El present Treball de Fi de Màster té com a objectiu el disseny d'una instal·lació fotovoltaica de 5MWP per injecció a xarxa mitjançant una línia de mitjana tensió de 20 kV. Es presenta una introducció sobre l'estat actual de l'energia solar fotovoltaica a Espanya i els conceptes teòrics necessaris per comprendre el funcionament d'aquesta tecnologia. Seguidament es selecciona un emplaçament adequat tenint en compte que s'ha d'injectar l'energia a la xarxa per mitjà d'una subestació. Un cop situada la instal·lació es defineixen i seleccionen de manera justificada tots els elements que componen la planta, per a posteriorment realitzar els càlculs de dimensionament i interconnexió dels elements, així com els necessaris per garantir la seguretat de les persones i la pròpia instal·lació. Un cop dimensionada la instal·lació es realitza un estudi de producció anual d'energia. Es dimensiona seguidament la línia de MT necessària per injectar l'energia a la xarxa, calculant tots els elements necessaris per a un funcionament segur. Finalment es presenta el pressupost del projecte juntament amb un estudi econòmic.

**Paraules clau:** Planta fotovoltaica, línia aèria, connexió a red, proteccions, mòduls fotovoltaics.

## Abstract

The objective of this Master's Thesis is to design a 5MWp photovoltaic installation for grid injection through a 20 kV Medium Voltage line. An introduction is presented on the current state of photovoltaic solar energy in Spain and the theoretical concepts in order to understand the operation of this technology. Next, a suitable location is selected taking into account that the energy must be injected into the network through a substation. Once the installation is located, all the elements that make up the plant are defined and selected in a justified manner, to later carry out the calculations of dimensioning and interconnection of the elements, as well as those necessary to guarantee the safety of people and the installation itself. Once the installation has been dimensioned, an annual energy production study is carried out. The MV line necessary to inject the energy into the grid is then dimensioned, calculating all the elements necessary for safe operation. Finally, the project budget is presented along with an economic study.

**Keywords:** Photovoltaic plant, overhead power line, grid connection, protections, photovoltaic module.

## Índice

MEMORIA.....	X
1 Objeto del proyecto .....	1
2 Localización .....	1
3 Situación energética a nivel global.....	3
4 Fundamentos de captación solar .....	5
4.1 Movimiento de la tierra.....	5
4.2 Coordenadas solares .....	6
4.3 El efecto fotoeléctrico .....	7
4.4 Radiación, irradiancia e irradiación.....	8
4.5 Paneles fotovoltaicos .....	9
5 Normativa aplicable .....	11
6 Descripción de los equipos que componen la instalación .....	12
6.1 Paneles fotovoltaicos .....	12
6.2 Estructura portante .....	19
6.3 Seguidor solar.....	21
6.4 Caja de conexiones.....	22
6.5 Inversores.....	24
6.6 Puesta a tierra .....	28
6.7 Monitorización de la planta .....	29
7 Cálculos justificativos de la instalación fotovoltaica .....	31
7.1 Número de paneles y strings.....	31
7.2 Disposición de strings y cálculos de distancias.....	33
7.3 Cajas de conexión.....	35
7.4 Cableado de baja tensión.....	35
7.4.1 Tramo A: Paneles-Strings-Caja de conexiones .....	36
7.4.2 Tramo B: Caja de conexiones-Estación de potencia.....	42
7.4.3 Tramo C: Estación de potencia- Punto de conexión subterráneo (Media Tensión) .....	44
7.5 Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica .....	48
7.5.1 Resistencia de puesta a tierra de las masas de Baja Tensión.....	48
7.5.2 Resistencia de puesta a tierra del centro de transformación .....	48
7.5.3 Comprobación de tensiones de paso y contacto .....	50
7.6 Protecciones.....	51
7.6.1 Tramo A.....	52

7.6.2	Tramo B: Cajas de conexión-estación de potencia .....	53
7.6.3	Tramo C.1 Inversores a celdas de media tensión.....	54
8	Línea de Media Tensión de 20 kV.....	56
8.1	Clasificación de la línea.....	56
8.2	Elementos que componen la línea .....	57
8.2.1	Cables desnudos.....	57
8.2.2	Apoyos.....	57
8.2.3	Aisladores .....	58
8.2.4	Aparamenta.....	59
8.3	Cálculos eléctricos .....	60
8.3.1	Selección del conductor .....	60
8.3.2	Parámetros eléctricos de la línea .....	62
8.3.3	Caída de tensión y pérdida de potencia.....	64
8.3.4	Selección del fusible de expulsión.....	65
8.3.5	Selección del descargador de sobretensiones .....	65
8.3.6	Puesta a tierra de los apoyos .....	68
8.4	Cálculos mecánicos.....	76
8.4.1	Datos del conductor .....	77
8.4.2	Hipótesis más desfavorable y EDS.....	77
8.4.3	Elección y cálculo de apoyos y crucetas .....	79
8.4.4	Distancias de seguridad.....	81
8.4.5	Cálculo de cimentaciones.....	82
8.4.6	Cálculo de cadena de aisladores .....	82
9	Producción anual esperada.....	83
	PRESUPUESTO .....	90
10	Estudio económico .....	100
10.1	Costes .....	100
10.2	Ingresos .....	104
10.3	Payback descontado.....	104
10.4	VAN.....	106
10.5	TIR.....	107
	CONCLUSIÓN .....	108
	BIBLIOGRAFÍA .....	109
	ANEXO .....	110

PLANOS.....	126
-------------	-----

## Índice de Tablas

Tabla 1: Comparativa paneles monocristalinos (Elaboración propia).....	15
Tabla 2: Comparativa paneles policristalinos (Elaboración propia).....	17
Tabla 3: Resumen comparativa paneles monocristalinos (Elaboración propia).....	18
Tabla 4: Resumen comparativa paneles policristalinos (Elaboración propia).....	18
Tabla 5: Comparativa entre distintas tecnologías de seguimiento.....	21
Tabla 6: Características técnicas SMA String Combiner DC-MB-U15-16.....	23
Tabla 7: Características técnicas SMA MV Power Station 5000.....	26
Tabla 8: Resumen de número de paneles, strings y estructuras.....	34
Tabla 9: Sección mínima cables enterrados (ITC-BT-07).....	37
Tabla 10: Métodos de instalación permitidos (UNE-60364-5-52).....	37
Tabla 11: Método de instalación (UNE-60364-5-52):.....	38
Tabla 12: Corrientes admisibles para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 Cables aislados con XLPE/EPR 2 conductores cargados, cobre. Temperatura del conductor: 90°C, Temperatura ambiente 30°C, 20°C en el terreno.....	38
Tabla 13: Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes a 30°C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire UNE-60364-5-52.....	39
Tabla 14: Factores de corrección por agrupamiento de circuitos en una misma bandeja UNE-60364-5-52.....	40
Tabla 15: Intensidades admisibles para conductores fotovoltaicos (Fuente: UNE-50618).....	41
Tabla 16: Cálculo de secciones de conductores Tramo A.....	42
Tabla 17: Cálculo de secciones tramo B.....	44
Tabla 18: Factores de temperatura del terreno (UNE-211435).....	46
Tabla 19: Factores de corrección por resistividad del terreno (UNE-211435).....	46
Tabla 20: Intensidad máxima admisible para cableado de aluminio en contacto (UNE-211435).....	47
Tabla 21: Parámetros de la línea subterránea tramo C.....	47
Tabla 22: Cálculo de la corriente de cortocircuito en el tramo C.1.....	56
Tabla 23: Características de los conductores aéreos (UNE 50182).....	61
Tabla 24: Parámetros de la línea aérea.....	64
Tabla 25: Caída de tensión para distintos factores de potencia.....	64
Tabla 26: Intensidad de cortocircuito línea aérea.....	65
Tabla 27: Catálogo de pararrayos (iberapa.es).....	68
Tabla 28: Tabla 4 MT 2.23.35.....	69
Tabla 29: Tabla 5 MT 2.23.35.....	70
Tabla 30: Hipótesis de cálculo.....	77
Tabla 31: Tipo de apoyos de la línea.....	80
Tabla 32: Dimensiones de las crucetas de los apoyos.....	80
Tabla 33: Esfuerzos en los apoyos para las hipótesis de cálculo.....	80
Tabla 34: Esfuerzos en los apoyos para las hipótesis de cálculo desequilibrio y rotura de conductores.....	81
Tabla 35: Distancias de seguridad entre conductores.....	82

Tabla 36: Esfuerzos sobre los apoyos para el cálculo de cimentaciones .....	82
Tabla 37: Cálculo de las cimentaciones de los apoyos.....	82
Tabla 38: Cadena de aisladores de los apoyos.....	83
Tabla 39: Esfuerzos en las cadenas de aisladores .....	83
Tabla 40: Parámetros de irradiancia media mensual.....	84
Tabla 41: Variación del rendimiento de las células en función de la temperatura .....	85
Tabla 42: Parámetro PR por meses .....	87
Tabla 43: Producción de energía de la instalación.....	87
Tabla 44: Presupuesto por partidas .....	99
Tabla 45: Presupuesto de inversión .....	99
Tabla 46: Variación del IBI en Requena.....	102
Tabla 47: Coste anual de mantenimiento .....	102
Tabla 48: Cuota del préstamo a 30 años.....	103
Tabla 49: Ingresos por venta de energía .....	104
Tabla 50: Flujos de caja descontados .....	106



## Índice de Figuras

Figura 1: Localización Requena (Wikipedia.com).....	1
Figura 2: Localización El Rebollar (Wikipedia.com).....	2
Figura 3: Climograma anual El Rebollar (es.climate-data.org).....	2
Figura 4: Carta solar El Rebollar (PVsyst) .....	3
Figura 5: Evolución del consumo energético por fuentes (Fuente: Wikipedia.com) .....	4
Figura 6: Evolución de la generación renovable en España (Fuente: REE) .....	4
Figura 7: Generación renovable por tecnología (Fuente: REE) .....	5
Figura 8: Movimiento terrestre (abc.com).....	6
Figura 9: Movimiento aparente del Sol (Fuente: heliosfera.com) .....	6
Figura 10: Ángulos acimut y elevación solar (Fuente: heliosfera.com) .....	7
Figura 11: Unión PN - Wikipedia .....	7
Figura 12: Tipos de radiación solar (monografias.com) .....	8
Figura 13: Mapa de irradiación anual en España (Código Técnico de la Edificación) .....	9
Figura 14: Panel solar compuesto de células monocristalinas (autosolar.es) .....	10
Figura 15: Elementos de un panel solar (eliseosebastian.com) .....	11
Figura 16: Comparación de la producción mensual según el tipo de seguimiento (Elaboración propia) .....	20
Figura 17: Estructura de seguimiento solar en 2 ejes (solenersa.com) .....	21
Figura 18: Paneles sobre estructura de seguidor solar STI-H1250 (Fuente: stinordland.com) .....	22
Figura 19: Caja de conexiones SMA String Combiner DC-MB-U15-16 .....	23
Figura 20: MV Powerstation 5000 (Fuente: Catálogo SMA) .....	27
Figura 21: Rendimiento global para 2 inversores centrales (Fuente: elaboración propia).....	27
Figura 22: Rendimiento global para 5 inversores centrales (Fuente: elaboración propia).....	28
Figura 23: Detalle de una puesta a tierra mediante conductores y piquetas.....	29
Figura 24: Interconexión de los elementos de la planta con el sistema de control (Fuente: catálogo SMA) .....	30
Figura 25: Distancias para el cálculo de la separación entre paneles (Fuente: IDAE).....	34
Figura 26: Características principales conductor Tecsun H1Z2Z2-K.....	36
Figura 27: Características cable media tensión (catálogo Prysmian Group).....	45
Figura 28: Parámetros del conductor (catálogo Prysmian Group).....	47
Figura 29: Puesta a tierra normalizada 6x2,5m a profundidad 0,5m (UNESA) .....	49
Figura 30: Esquema unifilar para el cálculo de corriente de cortocircuito .....	54
Figura 31: Sección transversal de un conductor desnudo aluminio-acero .....	57
Figura 32: Apoyo de celosía (fammsa.com) .....	58
Figura 33: Aisladores poliméricos (poinsa.com) .....	59
Figura 34: Detalle del montaje de una cadena de aisladores a un apoyo (iceditorial.com) .....	59
Figura 35: Fusible de expulsión (sandc.com).....	60
Figura 36: Detalle de apoyo con seccionador y pararrayos .....	60
Figura 37: Distancias de la cruceta de bóveda simple .....	63
Figura 38: Diagrama de flujo cálculo apoyos no frecuentados (Carlos Roldán Blay) .....	69
Figura 39: Equivalente de Thevenin para el cálculo de la intensidad máxima de defecto .....	70
Figura 40: Configuración de la puesta a tierra en apoyos no frecuentados .....	71
Figura 41: Diagrama de flujo cálculo puesta a tierra apoyos frecuentados (Carlos Roldán Blay) .....	72
Figura 42: Diagrama cálculo puesta a tierra apoyos (Carlos Roldán Blay) .....	74
Figura 43: Detalle de la puesta a tierra de apoyo con mallazo .....	76

Figura 44: Curva de una catenaria (Apuntes de líneas y redes de alta tensión, Carlos Roldán Porta & Carlos Roldán Blay)..... 79

Figura 45: Variación de la potencia de la célula con la temperatura..... 86

Figura 46: Producción anual según PVGIS..... 88

Figura 47: Producción normalizada por kWp instalado (PVSyst) ..... 88

Figura 48: Producción normalizada y factores de pérdida (PVSyst) ..... 89

Figura 49: Desglose de las pérdidas del sistema ..... 89

MEMORIA

## 1 Objeto del proyecto

El presente trabajo tiene como objeto el diseño de una instalación de generación fotovoltaica conectada a la red de distribución eléctrica mediante una línea de 20 kV. Para ello se dimensionan y seleccionan a través de catálogos comerciales todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación y la red de distribución. Se analiza la producción y se estiman los ingresos a lo largo de su vida útil para comprobar la viabilidad económica.

## 2 Localización

La instalación se ubica en El Rebollar, municipio valenciano pedanía de Requena situado a 688m de altitud sobre el nivel del mar.

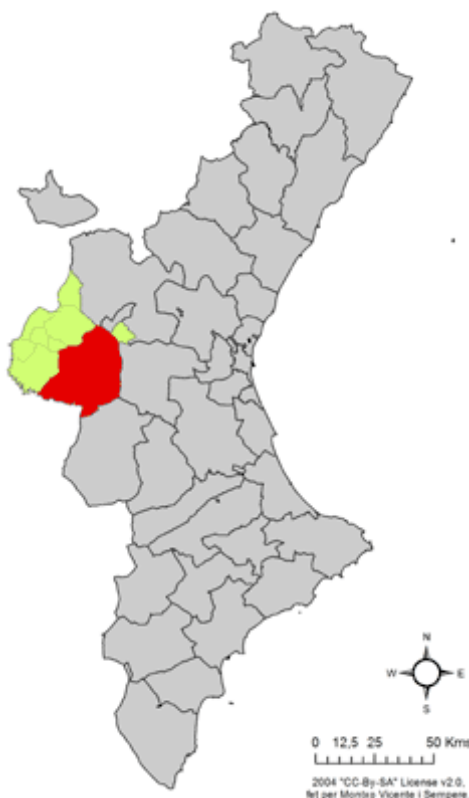


Figura 1: Localización Requena (Fuente: Wikipedia.com)

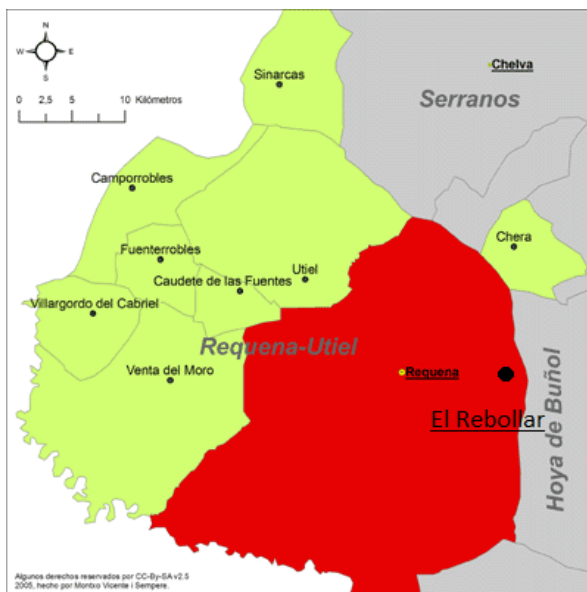


Figura 2: Localización El Rebollar (Fuente: Wikipedia.com)

El clima es predominantemente cálido, con una temperatura media anual de 13,8°C. Las precipitaciones promedio son de 435mm.

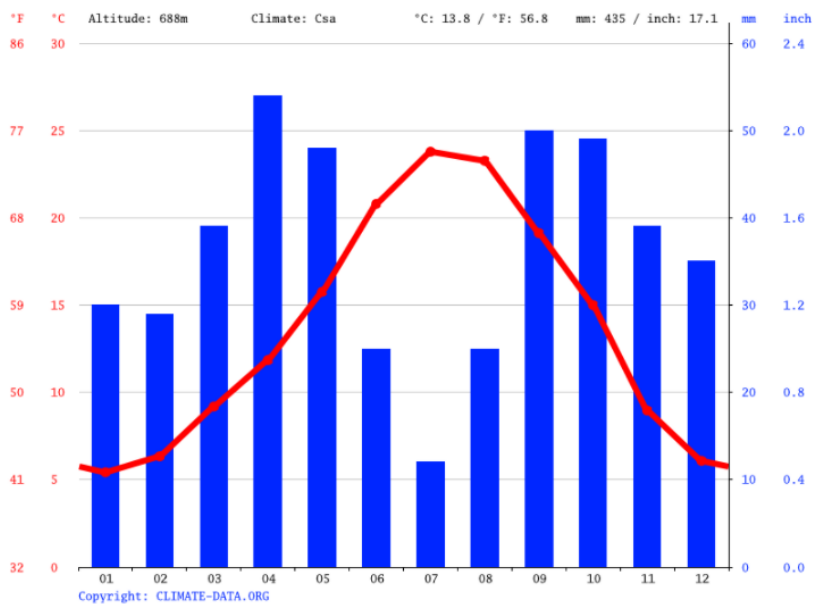


Figura 3: Climograma anual El Rebollar (Fuente: es.climate-data.org)

Se observa que el mes más seco se corresponde con julio y el mes con precipitaciones medias más abundantes es abril.

Para un análisis de la trayectoria solar se utilizan las cartas solares. Estas son una representación en ejes cartesianos o polares de la trayectoria descrita por el sol en los diferentes momentos del año. En el eje horizontal se encuentra el acimut y en el vertical la elevación solar. Con estas cartas solares se puede obtener las sombras que inciden en los paneles de la instalación solar. Esta herramienta viene implementada en los softwares de cálculo de instalaciones fotovoltaicas como puede ser PVGIS y PVSyst.

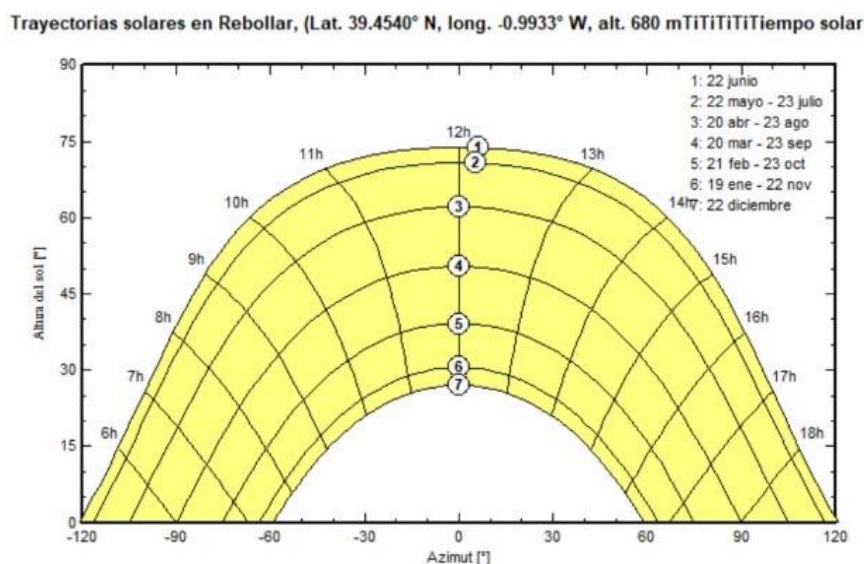


Figura 4: Carta solar El Rebollar (Fuente: PVSyst)

### 3 Situación energética a nivel global

La demanda energética de un país está estrechamente relacionada con su Producto Interior Bruto (PIB), su capacidad industrial y el bienestar social de los habitantes. El consumo de energía por habitante constituye uno de los indicadores más fiables de desarrollo económico de una sociedad. El hecho de que exista una tendencia al crecimiento de la población mundial junto con un elevado bienestar social y países emergentes siendo cada vez más importantes a nivel industrial hace que el mundo se encuentre en una difícil situación energética.

La masiva demanda energética y la lenta transición hacia una energía renovable hace que se consuman recursos terrestres como los combustibles fósiles que a largo plazo generan efectos negativos sobre el bienestar humano como la destrucción de la capa de ozono.

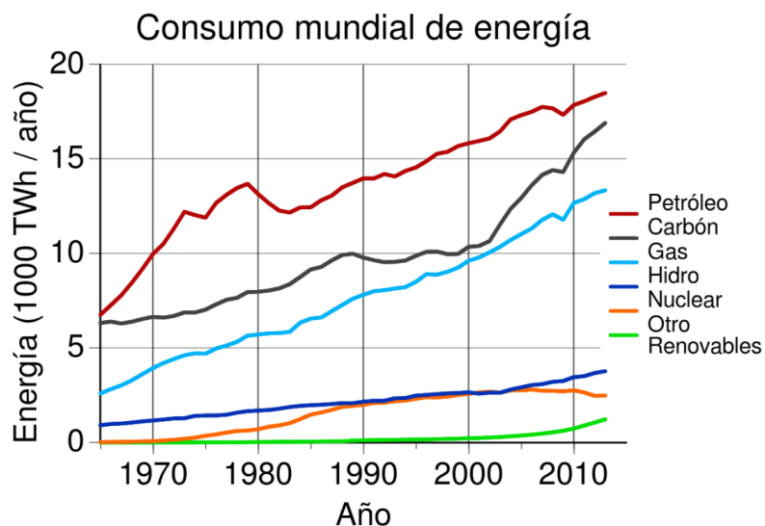


Figura 5: Evolución del consumo energético por fuentes (Fuente: Wikipedia.com)

Como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la tendencia de consumo hasta 2010 crece a un ritmo alto utilizando principalmente fuentes de energía no renovables. En este sentido los países han trabajado en la reducción del consumo de energía y un uso racional de estas. Se destacan el Protocolo de Kyoto (1997) y el Acuerdo de París (2015).

Debido a una necesidad de cambio real, se establece la Agenda 2030 por parte de las Naciones Unidas, que constituye un nuevo marco para el desarrollo sostenible a nivel mundial, estableciendo para ello 17 objetivos de desarrollo sostenible. El objetivo 7: energía no contaminante y accesible, tiene como finalidad alcanzar un bienestar social utilizando fuentes de energía limpias.

En este sentido, las políticas públicas de los países que suscriben la Agenda, han fomentado la generación de energía renovable.

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE (%) | SISTEMA ELÉCTRICO: Peninsular

Del 2016 al 2020

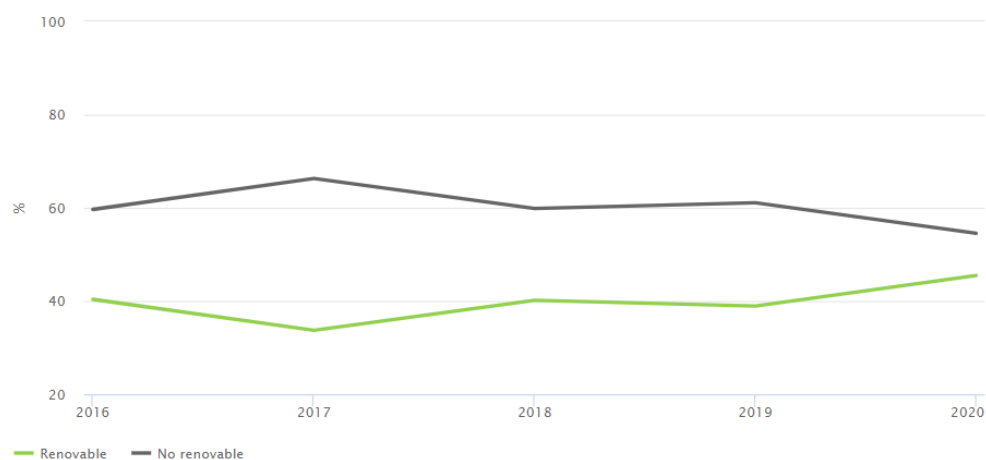


Figura 6: Evolución de la generación renovable en España (Fuente: REE)

Como se observa en la Figura 6, desde 2016 se ha incrementado en España el uso de fuentes renovables de generación y a su vez decrementado el uso de las no renovables.

La reducción de los costes relacionados con la captación de la energía solar fotovoltaica ha hecho que se incremente rápidamente la potencia instalada en España, pasando de una contribución a la generación renovable del 7,9% en 2016 al 13,8% en 2020, tal y como muestra Red Eléctrica de España en su página web.

**GENERACIÓN RENOVABLE POR TECNOLOGÍA/COMBUSTIBLE (%) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional**

Del 2016 al 2020

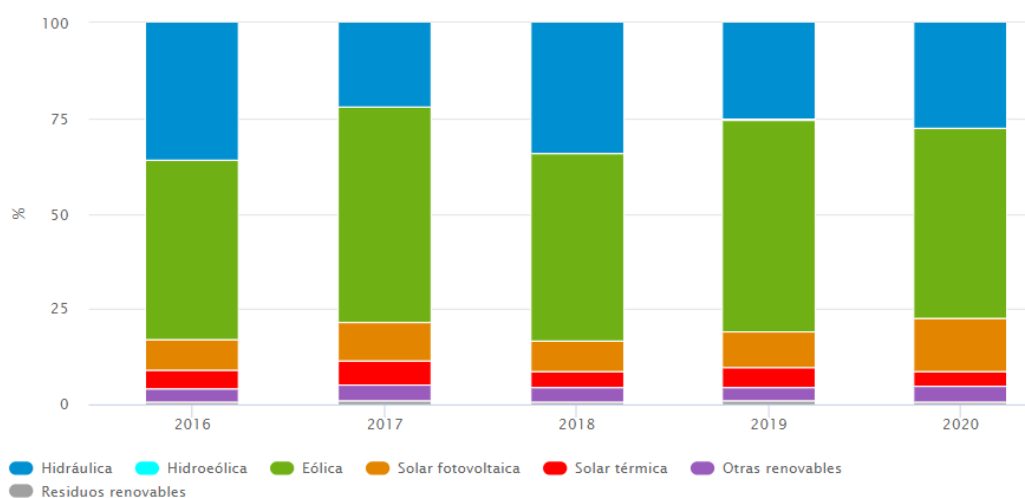


Figura 7: Generación renovable por tecnología (Fuente: REE)

## 4 Fundamentos de captación solar

### 4.1 Movimiento de la tierra

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol es ampliamente conocido pero fundamental a la hora de aprovechar al máximo la energía solar. Esta describe una trayectoria elíptica alrededor del Sol, comúnmente llamado traslación, el cual se completa en 365 días, 5 horas, 48 minutos y 46 segundos. El movimiento elíptico cuenta con un punto en el que la Tierra se encuentra más alejada del Sol y otro en el que se encuentra más cerca. Estos puntos son respectivamente el afelio y el perihelio. La velocidad de traslación es mínima en el afelio y máxima en el perihelio.

Complementariamente a este movimiento, se observa el de rotación, causante del día y la noche. La característica fundamental de este movimiento es que el eje de rotación se encuentra inclinado 23,45° respecto al plano en el que se produce la traslación. Este hecho provoca que los rayos del Sol incidan con ángulos distintos en la superficie terrestre, ocasionando las estaciones. Este ángulo respecto al ecuador y el plano de traslación se denomina declinación, siendo máxima en los solsticios (verano e invierno) y de valor nulo en los equinoccios (primavera y otoño).



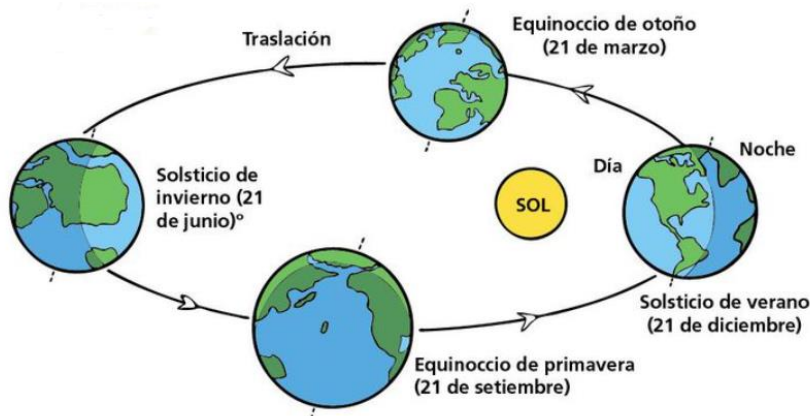


Figura 8: Movimiento terrestre (Fuente: abc.com)

## 4.2 Coordenadas solares

Al diseñar una instalación de aprovechamiento de la energía solar no solo se deben tener en cuenta los conocimientos sobre cálculo, dimensionamiento, legalización y especificaciones de los elementos a instalar, sino que se debe comprender el movimiento de la Tierra alrededor del sol. Mediante el conocimiento de las coordenadas solares se define la posición del Sol en cualquier hora del día.

Para un observador que se encuentre situado en la Tierra, el Sol describe una trayectoria aparente sobre una superficie esférica denominada esfera celeste, formando un ángulo constante correspondiente al ángulo de inclinación del eje terrestre.

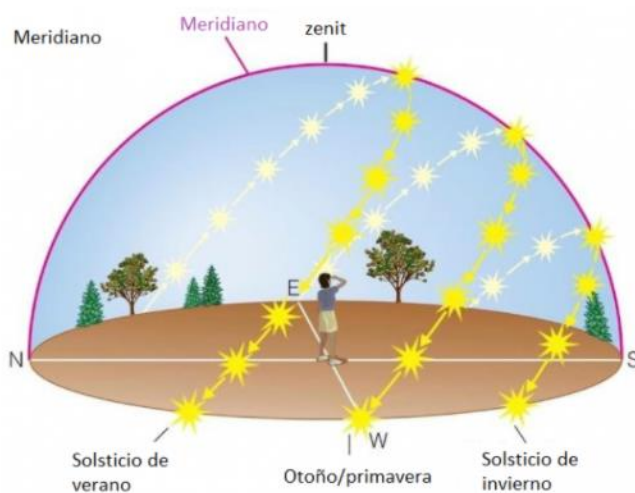


Figura 9: Movimiento aparente del Sol (Fuente: heliosfera.com)

La posición del sol queda determinada por dos ángulos:

**Acimut ( $\alpha$ ):** es el ángulo medido en el plano formado por el Sol y el Norte. De esta manera, si el Sol se encuentra al Norte tendrá acimut  $0^\circ$  y si se encuentra al Este  $90^\circ$ .

**Elevación ( $\beta$ ):** es el ángulo medido en el plano vertical que forma los rayos del Sol con respecto a la horizontal del observador.

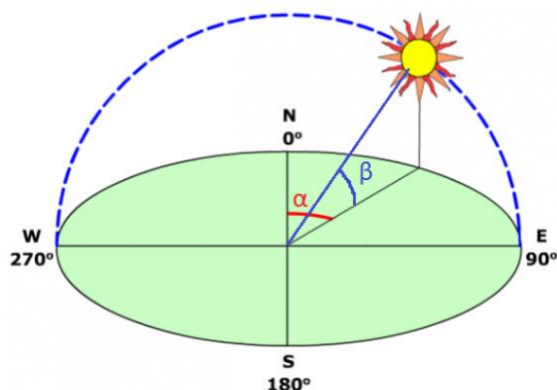


Figura 10: Ángulos acimut y elevación solar (Fuente: heliosfera.com)

### 4.3 El efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es la base de la producción de energía solar fotovoltaica, aunque también es usado en otras aplicaciones como las cámaras digitales.

Su principio se basa en la emisión de electrones por parte de un material cuando en este incide una radiación. Actualmente, las células fotovoltaicas están formadas de cristales de silicio, en la que existe una unión P-N de semiconductores:

**Semiconductor tipo P:** Semiconductor que se obtiene llevando a cabo un proceso de dopado, creando abundancia de huecos, es decir, una carga positiva.

**Semiconductor tipo N:** Semiconductor dopado en el cual se le aumenta el número de portadores de carga, es decir, electrones libres.

Al crearse una unión PN se están separando dos regiones formadas por configuraciones distintas, produciéndose inevitablemente una difusión de los electrones libres de la zona N hacia la zona P. Esta difusión provoca un campo eléctrico que actúa sobre los electrones libres de la zona N, oponiéndose a la corriente de electrones y llegando a un equilibrio. Esta diferencia de potencial establecida por el campo eléctrico se llama barrera interna de potencial  $V_0$ , siendo este 0,7V en el caso del silicio

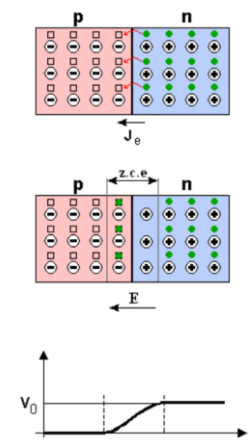


Figura 11: Unión PN –( Fuente: Wikipedia.com)

La incidencia de fotones en la unión PN hace que se establezca un flujo de corriente, que es el que se aprovecha para generar energía eléctrica mediante las células fotovoltaicas.

#### 4.4 Radiación, irradiancia e irradiación

La radiación solar es el conjunto de las radiaciones electromagnéticas a distintas longitudes de onda emitidas por el Sol. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la Irradiancia, definida como la potencia por unidad de superficie que alcanza a la Tierra. Esta radiación se compone de varios términos, ya que no incide directamente desde el sol a la superficie en cuestión. Así, distinguimos:

- Radiación directa: este tipo de radiación existe únicamente cuando el sol es visible, ya que se define como la proveniente directamente del sol, siendo esta la que genera sombras en objetos como edificios.
- Radiación difusa: la radiación difusa es la que se recibe a través de la atmósfera, debido a que la radiación solar se dispersa en la atmósfera.
- Radiación reflejada: es el tipo de radiación que incide en nuestro sistema de captación tras haber sido reflejada por la superficie horizontal del terreno. Dependerá del coeficiente de reflexión que tenga el terreno.

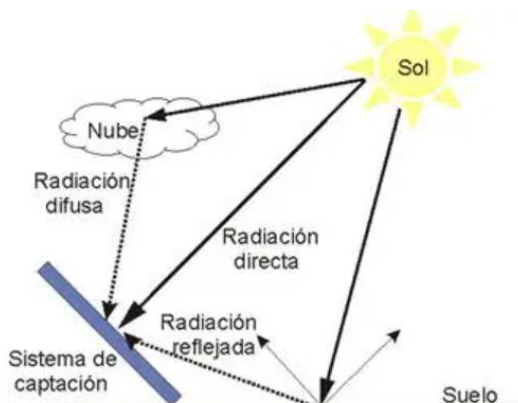


Figura 12: Tipos de radiación solar (Fuente: monografias.com)

Cabe destacar que la energía generada por el Sol no es constante en función de la longitud de onda, por lo que se utiliza la denominada constante solar, obtenida a partir de las ecuaciones de Planck y llegando a la ley de Stefan-Boltzmann, que se enuncia de la siguiente manera:

$$K = \sigma * T^4 * \left(\frac{r_s}{a_0}\right)^2$$

Siendo:

- K: Constante solar.  $1361 \text{ W/m}^2$
- $\sigma$ : Constante de Stefan Boltzmann.  $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/(m}^2\text{T}^4)$
- T: Temperatura efectiva del Sol.
- $r_s$ : Radio solar.
- $a_0$ : Radio de esfera.

Una manera de tener una mejor referencia del potencial de generación de energía eléctrica utilizando la tecnología fotovoltaica es saber la cantidad total de energía que recibe una determinada superficie a lo largo del año. Una magnitud perfecta para este cometido es la irradiación ( $\text{kWh/m}^2$ ). Podemos acudir a herramientas como los mapas de irradiación anual para comparar distintos lugares.

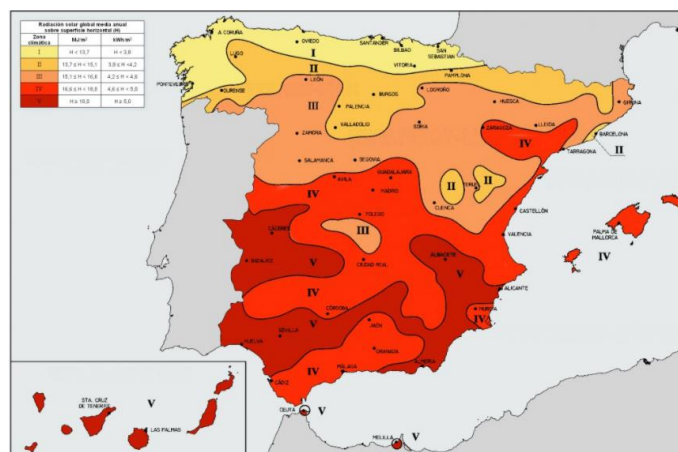


Figura 13: Mapa de irradiación anual en España (Fuente: Código Técnico de la Edificación)

Si se quiere medir la radiación solar en lugar de acudir a estos mapas, en el mercado existen diversas posibilidades:

- Medida de la radiación global: para esta medida se utilizan los piranómetros, también llamados solarímetros. También pueden ser utilizados para la medida de la radiación reflejada o de albedo.
- Medida de la radiación directa: se pueden utilizar los pirheliómetros, unos aparatos que captan el nivel de irradiancia en un haz estrecho, al colocarlos enfocados directamente al Sol.

#### 4.5 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son básicamente la unión de diferentes células fotovoltaicas en serie que utilizan el principio fotoeléctrico. Estas células suelen ser de silicio, y dependiendo del proceso de fabricación, podemos distinguir varios tipos de paneles fotovoltaicos:

- **Paneles monocristalinos:** En estos paneles, las celdas monocristalinas se fabrican con lingotes cilíndricos de silicio. En contraposición con los policristalinos, las células están formadas por un tipo de cristal de silicio, habiéndose controlado el crecimiento del cristal

para conseguir una alineación de todos los componentes que lo forman, de manera que se maximice la eficiencia de la célula.

La principal ventaja es que la eficiencia de estos paneles siempre es superior a la de los policristalinos. También tienen más potencia de salida que los policristalinos, por lo que se necesita menos espacio para la misma potencia a instalar. Su desventaja más importante es que son más caros.

- **Paneles policristalinos:** Los paneles de silicio policristalino permiten una reducción del coste de los equipos debido a su proceso de fabricación, ya que no se utiliza la misma cantidad de silicio en las células y además no se controla el crecimiento de los cristales.
- **Paneles de capa fina:** El proceso de fabricación se basa en depositando varias capas de material fotovoltaico en una base. En estos paneles no se utiliza únicamente silicio, sino que también encontramos de telururo de cadmio, cobre, indio, galio y selenio. La eficiencia de este tipo de paneles se encuentra acotada por debajo de la de los otros tipos mencionados, pero su incipiente uso en instalaciones residenciales le ha dotado de una gran popularidad.



*Figura 14: Panel solar compuesto de células monocristalinas (Fuente: autosolar.es)*

Actualmente los paneles solares formados por células monocristalinas son los más utilizados en instalaciones de generación. Suelen fabricarse con agrupaciones en serie de 72 o 144 células, aunque la tecnología de fabricación cambia muy rápidamente y es muy probable que se modifique la tipología en búsqueda de una mayor potencia y rendimiento. Físicamente los paneles cuentan con las siguientes partes:

- **Cubierta delantera:** encargada de proteger al panel frente a la climatología y permitir una óptima captación solar. Es por esto que suelen fabricarse en vidrio y tratarse de manera que se consiga una superficie antiadherente ya que cualquier elemento depositado en la superficie se traduce en una disminución de la potencia generada. También debe impedir la reflexión de

los rayos de sol incidentes, debido a que debemos aprovechar la irradiancia de una forma óptima.

- **Cubierta trasera:** del mismo modo que la cubierta delantera, la cubierta trasera debe proteger al panel de los agentes externos. Dado que, solo en el caso de células bifaciales en las que la captación se da por ambas caras del módulo, el panel no requiere una superficie tan cuidada, se utilizan materiales como el policloruro de vinilo.
- **Marco:** es el elemento que permite adecuar el panel a un sistema de fijación de manera que quede colocado en unos soportes. Dependiendo del uso que vaya a tener el módulo llevará marco o no. En módulos destinados a uso residencial son muy utilizados.
- **Capas encapsuladas:** estas capas son las encargadas de proteger las células fotovoltaicas y sus contactos, por lo que resulta un elemento de vital importancia para el panel. Suelen estar fabricadas en etil-vinil-acetileno, un material que proporciona una perfecta transmisión de la radiación solar. Un problema de este material es que tiene una gran adherencia al polvo, por lo que el proceso de fabricación debe ser correcto si no se quiere disminuir la transmisión de la radiación solar.
- **Caja de conexiones:** en la caja de conexiones encontramos dos cables, el positivo y el negativo, de manera que podamos conectar varios módulos en serie para formar strings. En los paneles destinados a instalaciones con una potencia elevada también se encuentra un conductor de tierra.

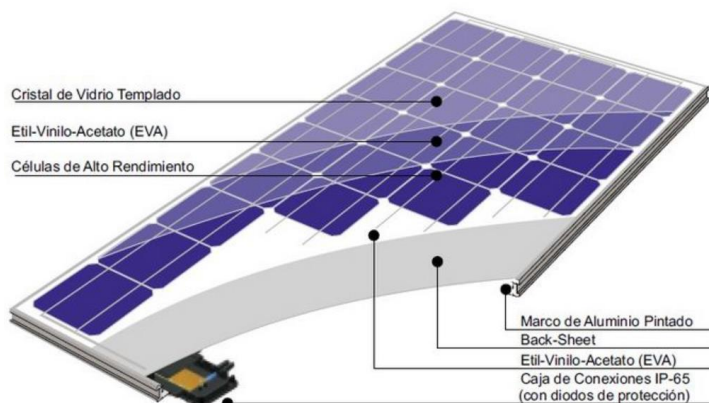


Figura 15: Elementos de un panel solar (Fuente: eliseosebastian.com)

## 5 Normativa aplicable

A la hora de realizar cualquier proyecto es imprescindible conocer las normas que se han de cumplir, así como tener referencias para el cálculo. Las normas de referencia consultadas para el desarrollo del proyecto son:

- Reglamento electrónico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC).
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Norma UNE-HD 60364-4-43. *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobrecorrientes.*
- Norma UNE-EN 50618. *Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.*
- Norma UNE-HD 60364-5-52. *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.*
- Norma UNE 21144-1-1. *Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.*
- Norma UNE-EN 60269-6. *Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.*
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC LAT.
- Recomendación UNESA “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación”.
- Norma UNE-HD 60364-5-54. *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.*
- Documento de Iberdrola MT 2.23.35. “Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV”
- UNE EN 60099-5. *Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización*
- UNE 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

## 6 Descripción de los equipos que componen la instalación

### 6.1 Paneles fotovoltaicos

La configuración básica de una instalación fotovoltaica se basa en una agrupación en serie o paralelo de diferentes módulos o paneles fotovoltaicos. Una conexión en serie de varios módulos configuran un string, por lo tanto la tensión de string será la suma de las diferentes tensiones de salida de los módulos, los cuales estarán protegidos frente a sobrecorrientes con un fusible al final de cada string. Además, también se debe permitir la conexión y desconexión programada para mantenimiento, por lo que varios strings tendrán asociados un cuadro de conexión en el que tendremos un interruptor-seccionador.

Para seleccionar el panel más adecuado para la instalación, se realiza una comparativa entre las dos tecnologías predominantes en el mercado, monocristalinos y policristalinos. Para ello, tras haber recogido información sobre diversos fabricantes, se compara entre una primera selección de 3 paneles de cada tipo.

Para hacer una correcta comparativa se debe comprender qué significado tienen los principales parámetros que nos proporcionan los fabricantes. Para ello, debido a la gran variabilidad de

condiciones meteorológicas que se presentan en las instalaciones, es esencial que se establezcan unas condiciones de referencia en las que estarán basadas estos parámetros. Nos fijamos en las condiciones STC, que se dan para una radiación solar de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , una temperatura de  $25^\circ\text{C}$  y una masa de aire de 1.5.

- **Potencia pico (Wp):** Este parámetro es uno de los más importantes a la hora de comparar diferentes paneles solares. La diferencia fundamental entre un Vatio y un Vatio pico es que el primero se refiere a la potencia nominal de la instalación o del panel mientras que el vatio pico da una idea de la máxima potencia que puede generar el equipo. Un criterio utilizado es la potencia pico por metro cuadrado de panel ( $\text{Wp}/\text{m}^2$ ). A igualdad de área, el panel más eficiente será el que ofrezca mayor Wp.
- **Voltaje a máxima potencia:** Es el voltaje de salida del panel fotovoltaico en el punto en el que se encuentra conectado y dando su máxima potencia.
- **Intensidad a máxima potencia:** La intensidad de salida del panel cuando está conectado y en su punto de potencia máxima
- **Voltaje en circuito abierto:** Máximo voltaje de salida del panel cuando se encuentra desconectado, es decir, en circuito abierto. Este parámetro será importante para seleccionar otros aparatos como el inversor o regulador de carga. Esta tensión será mayor a la tensión a máxima potencia.
- **Intensidad en cortocircuito:** Intensidad que circula si se cortocircuita el panel. Será más elevada que la intensidad a máxima potencia.
- **Voltaje máximo del sistema:** Los paneles fotovoltaicos se utilizan normalmente agrupados en strings. Este parámetro nos indica la tensión máxima que puede tener la agrupación de paneles.
- **Características de temperatura:** Los diferentes coeficientes de temperatura que nos muestran los fabricantes indican cómo cambian las características de los paneles en relación a una temperatura diferente de la de referencia





**Paneles monocristalinos**

	<b>Atersa 400M GS</b>	<b>Jinko Tiger Pro JKM535M-72HL4</b>	<b>JA Solar JAM 72S20 465 MR</b>
<b>Características eléctricas STC</b>			
<b>Potencia Máxima (Pmax)</b>	400 W	535 W	465 W
<b>Eficiencia del módulo (%)</b>	20,17%	21,33%	20,80%
<b>Corriente pto. Max. Pot (Imp)</b>	9,6 A	13,45 A	10,96 A
<b>Tensión pto. Max. Pot (Vmp)</b>	41,7 V	40,9 V	42,43 V
<b>Corr. en Cortocircuito (Isc)</b>	10,36 A	14,03 A	11,49 A
<b>Ten. de Circuito Abierto (Voc)</b>	49,8V	49,62 V	48,3 V
<b>Tolerancia de Potencia</b>	0/+ 5W	0/+3%	0/+5W
<b>Máxima serie de fusibles (A)</b>	15	25	20
<b>Máxima Tensión del Sistema</b>	DC 1000 V	DC 1500 V	DC 1000/1500 V
<b>Características de temperatura</b>			



## Memoria descriptiva

<b>Coeficiente de Temp. de Isc</b>	0,048%/°C	0,048 %/°C	0,044 %/°C
<b>Coeficiente de Temp. De Voc</b>	- 0,28 %/°C	- 0,28 %/°C	- 0,272%/°C
<b>Coeficiente de Temp. De P</b>	- 0,37 %/°C	- 0,35 %/°C	- 0,35 %/°C
<b>Temp. Func. Normal de la Célula</b>	45+-2 °C	44+-2 °C	45+-2 °C
<b>Temp. funcionamiento</b>	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +85 °C
<b>Características físicas</b>			
<b>Dimensiones (mm +- 2 mm)</b>	1979x1002x40	2274x1134x35	2120x1052x40
<b>Número de células en serie</b>	72	144	
<b>Máx. carga estática nieve y viento (frontal)</b>	2400 Pa	5400 Pa	5400 Pa
<b>Máx. carga estática, viento (posterior)</b>	2400 Pa	2400 Pa	2400 Pa

Tabla 1: Comparativa paneles monocristalinos (Elaboración propia)



**Paneles policristalinos**

	<b>Trinasolar TSM-PE14A 340W</b>	<b>Atersa A-330P</b>	<b>JA Solar JAP 72S01 330 SC</b>
<b>Características eléctricas STC</b>			
<b>Potencia Máxima (Pmax)</b>	340W	330 W	330 W
<b>Eficiencia del módulo (%)</b>	17,50%	16,96%	16,99%
<b>Corriente pto. Max. Pot (Imp)</b>	8,99 A	8,65 A	8,77 A
<b>Tensión pto. Max. Pot (Vmp)</b>	37,8 V	38,15 V	37,75 V
<b>Corr. en Cortocircuito (Isc)</b>	9,42 A	9,05 A	9,28 A
<b>Ten. de Circuito Abierto (Voc)</b>	46,2 V	46,85 V	46,4 V
<b>Tolerancia de Potencia</b>	0/+ 5W	0/+5W	0/+5W
<b>Máxima serie de fusibles (A)</b>	15	15	20
<b>Máxima Tensión del Sistema</b>	DC 1000 V	DC 1000 V	DC 1000
<b>Características de temperatura</b>			



## Memoria descriptiva

<b>Coeficiente de Temp. de Isc</b>	0,05%/°C	0,04 %/°C	0,058 %/°C
<b>Coeficiente de Temp. De Voc</b>	- 0,32 %/°C	- 0,32 %/°C	- 0,33%/°C
<b>Coeficiente de Temp. De P</b>	- 0,41%/°C	- 0,43 %/°C	- 0,415 %/°C
<b>Temp. Func. Normal de la Célula</b>	44+-2 °C	44+-2 °C	45+-2 °C
<b>Temp. funcionamiento</b>	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +85 °C	-40 °C a +85 °C
<b>Características físicas</b>			
<b>Dimensiones (mm +- 2 mm)</b>	1960x992x40	1965X990X40	1960X991X40
<b>Número de células en serie</b>	72	72	72
<b>Máx. carga estática nieve y viento (frontal)</b>	2400 Pa	2400 Pa	5400 Pa
<b>Máx. carga estática, viento (posterior)</b>	2400 Pa	2400 Pa	2400 Pa

Tabla 2: Comparativa paneles policristalinos (Elaboración propia)

### Resumen de los distintos paneles

<b>Monocrystalinos</b>			
	Atersa	Jinko	JA solar
<b>W</b>	400	535	465
<b>Paneles necesarios</b>	12500,00	9346,00	10753,00
<b>m2/panel</b>	1,982958	2,578716	2,23024
<b>m2 necesarios</b>	24786,975	24100,6797	23981,7707
<b>€/panel</b>	146	192	189
<b>€/W</b>	0,365	0,3588785	0,40645161
<b>€ total</b>	1825000	1794432	2032317

Tabla 3: Resumen comparativa paneles monocrystalinos (Elaboración propia)

<b>Policristalinos</b>			
	Trinasolar	Atersa	JA solar
<b>W</b>	340	330	330
<b>Paneles necesarios</b>	14706,00	15152,00	15152,00
<b>m2/panel</b>	1,764	1,94535	1,94236
<b>m2 necesarios</b>	25941,384	29475,9432	29430,6387
<b>€</b>	140	144,05	220
<b>€/W</b>	0,41176471	0,43651515	0,66666667
<b>€ total</b>	2058840	2182645,6	3333440

Tabla 4: Resumen comparativa paneles policristalinos (Elaboración propia)

Tras analizar comparativamente los diferentes paneles seleccionados en el mercado, podemos extraer una serie de conclusiones:

- Los paneles monocrystalinos proporcionan una mayor potencia de salida que los policristalinos, por lo que el número de paneles totales necesarios para configurar la central se reduce considerablemente. Utilizando el panel monocrystalino de Jinko reducimos el número de paneles necesario en un 61,7% en comparación con los módulos policristalinos de Atersa y JA solar.
- Debido a que el precio unitario de los paneles no proporciona demasiada información, es preferible realizar una comparativa en términos de €/W. Observamos que los paneles policristalinos se han quedado obsoletos ya que ninguno consigue un coste inferior a los monocrystalinos.

Con los resultados obtenidos en la comparativa, la alternativa lógica es seleccionar el panel **Jinko Tiger Pro JKM535M-72HL4**, ya que es el mejor técnica y económicamente.

## 6.2 Estructura portante

Dado que los paneles fotovoltaicos deben aprovechar al máximo la radiación procedente del sol, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre nuestros paneles es un parámetro clave para conseguir la máxima eficiencia en nuestra instalación. Si tomamos como referencia la Tierra, el sol describe una trayectoria alrededor de ésta que se ve afectada por los movimientos de rotación y traslación. Estos fenómenos se encuentran perfectamente caracterizados con el ángulo azimut y de inclinación.

Por lo comentado anteriormente, la estructura que sustenta los paneles fotovoltaicos no debe únicamente soportar cargas, sino que debe estar correctamente diseñada para generar la máxima energía eléctrica posible. En cuanto a la tecnología de estas estructuras, podemos establecer una rápida clasificación.

- Estructuras fijas: Como su nombre indica, no tienen capacidad de movimiento en ninguno de los dos ejes que forman el plano del panel, por lo que el acimut y la inclinación serán fijos. Este hecho hace que se desaproveche un cierto potencial de generación de energía. Las encontramos en cubiertas planas o inclinadas o situándose los paneles sobre mástil.



Ilustración 1: Paneles solares en estructura fija (Fuente: solarmat.es)

- Estructuras móviles: Estas estructuras nos permiten un seguimiento de la trayectoria solar más o menos eficiente dependiendo del número de ejes móviles. Las estructuras móviles de un eje permiten el seguimiento solar mediante la modificación del ángulo de acimut o de inclinación y las de dos ejes nos permiten variar los dos parámetros simultáneamente.



Ilustración 2: Paneles solares en estructura móvil de 1 eje (Fuente: degeriberica.com)

Aunque parece evidente que se debe optar siempre por estructuras móviles de dos ejes, debemos realizar un pequeño estudio comparativo ya que, al aumentar los grados de libertad del sistema, también aumentamos el coste de la instalación.

Para realizar una adecuada selección del tipo de estructura, recurrimos a la plataforma PV-GIS, una herramienta gratuita que permite estimar la producción fotovoltaica anual de manera gratuita. Este software lo utilizaremos posteriormente para el estudio de generación cuando esté correctamente dimensionada la planta.

Introduciendo en el programa el emplazamiento de la instalación, la potencia pico instalada, las pérdidas del sistema y el tipo de seguimiento que tendrá la instalación, se puede realizar una rápida comparativa.

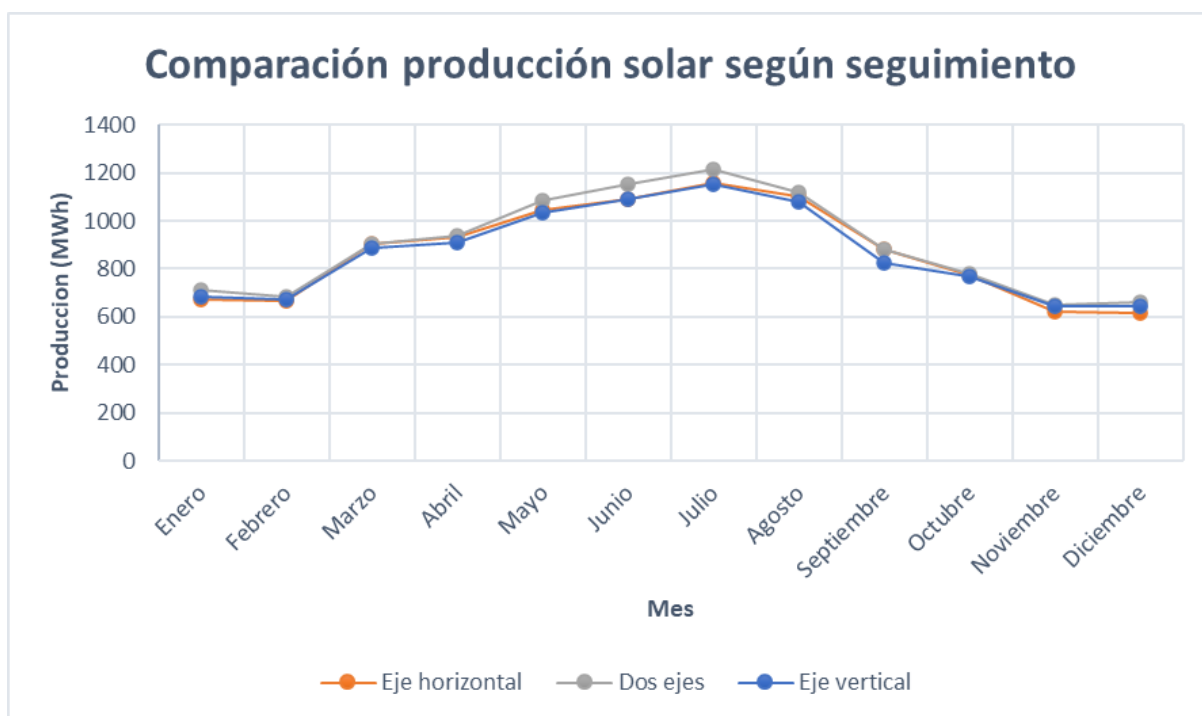


Figura 16: Comparación de la producción mensual según el tipo de seguimiento (Elaboración propia)

Como se observa en la Figura 16, los mayores valores de producción se dan siempre para seguimiento en dos ejes, resultado esperado ya que estamos aprovechando al máximo la radiación solar. Para realizar una comparativa que permita una elección justificada, se deben involucrar los costes asociados a cada tipo de seguimiento ya que una pequeña mejora en la eficiencia puede no estar justificada en términos económicos.

En la siguiente tabla se realiza una comparativa de la mejora que supone la introducción de las distintas tipologías de seguimiento respecto a la más ineficiente, eje fijo, así como el grado de aprovechamiento respecto a la más eficiente, seguidor de dos ejes.

Tipo estructura	Produccion anual (GWh)	Aprovechamiento respecto a 2 ejes	Incremento respecto a eje fijo (%)
Eje fijo	7,92097897	73,43	
Eje vertical	10,39268095	96,34	31,20450123
Eje horizontal	10,46019987	96,96	32,05690748
Dos ejes	10,78768577	100	36,19131942

Tabla 5: Comparativa entre distintas tecnologías de seguimiento

Como se observa, la opción más eficiente para el seguimiento de un eje se trata del seguimiento de eje horizontal. Descartamos la opción de seguimiento en dos ejes ya que se trata de una opción que requiere un elevado coste de cimentación, instalación y mantenimiento, así como requerir un gran espacio y no poder agrupar una elevada cantidad de paneles módulos por estructura.



Figura 17: Estructura de seguimiento solar en 2 ejes (Fuente: solenersa.com)

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, y observando que la diferencia de producción anual aumenta únicamente un 3% respecto a eje horizontal dispondremos los paneles fotovoltaicos agrupados en estructuras portantes de **seguimiento de 1 eje horizontal**.

### 6.3 Seguidor solar

Se selecciona en este apartado el seguidor solar que se emplea en la instalación, a partir del resultado obtenido para el tipo de estructura seleccionada en el apartado anterior.

Para la correcta selección de un seguidor solar se debe, en primera instancia, conocer la superficie de terreno de la que se dispone y las pendientes del mismo, tanto norte-sur como este-oeste.

En cuanto a la pendiente Norte-Sur, la parcela cuenta con una pendiente inferior al 5%. La pendiente Este-Oeste es inferior al 1%, por lo que se tomará la suposición de que el pavimento es completamente liso tras los trabajos de adecuación del terreno. Se supone también que la consistencia del terreno es la adecuada ya que el estudio geotécnico pertinente no entra dentro del objeto del trabajo.

La parcela tiene una forma rectangular bastante uniforme, por lo que se busca en el mercado una solución compacta, robusta y eficiente.



El seguidor que más se adecúa a las necesidades comentadas es el seguidor solar de 1 eje horizontal centralizado **STI-H1250**.

Este seguidor centralizado permite instalar 60 paneles por viga de torsión, formándose una estructura completa de seguidor con 14 vigas torsionales.



Figura 18: Paneles sobre estructura de seguidor solar STI-H1250 (Fuente: stinordland.com)

#### 6.4 Caja de conexiones

La caja de conexiones es el lugar de la instalación donde tenemos agrupados los strings en paralelo. En esta caja se disponen tanto las protecciones necesarias que se calcularán como elementos de monitorización como analizadores de redes para detectar averías y poder tener un registro fiable de la potencia generada por la instalación.

La caja de conexiones seleccionada para la instalación es la **SMA string combiner DC-MB-U15-16**.

Las características relevantes de la caja se muestran en la siguiente tabla:

Datos Técnicos	SMA String Combiner DC-MB-U15-16
<b>Entrada CC</b>	
Tensión nominal	1500 V
Número de entradas de strings	16
Corriente nominal	17,2A
Tipo de fusible	Se requiere selección e instalación
<b>Salida CC</b>	
Corriente nominal	275 A
Interruptor CC	400A/1500V

Descargador de sobretensiones	Tipo 2 In= 15 kA I <sub>max</sub> = 40 kA
Salida	Busbar
Numero de salidas	1
Sección de salida	Desde 70mm <sup>2</sup> a 400mm <sup>2</sup>
<b>Características de la carcasa</b>	
Protección IP	IP 54 autoventilada
Material de la carcasa	Fibra de vidrio reforzada
Dimensiones (mm)	550/650/260
Característica de los fusibles	gPV integrados en el cableado
Número de entradas de string	24
Interruptor-Seccionador de potencia CC	400 A
Peso máximo	24,2 kg
<b>Condiciones ambientales</b>	
Rango temperatura funcionamiento	-40°C a +70°C
Humedad relativa del aire	0% a 95%
Altura máxima sobre nivel mar	4000m
<b>Estándares</b>	
CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2	

Tabla 6: Características técnicas SMA String Combiner DC-MB-U15-16

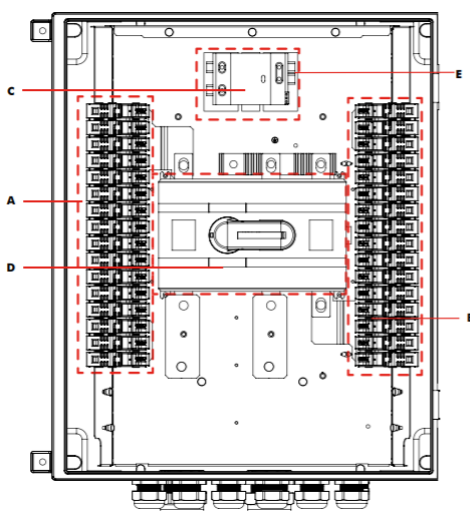


Figura 19: Caja de conexiones SMA String Combiner DC-MB-U15-16

Las letras de la figura corresponden a:

- A: Portafusibles entrada positiva strings
- B: Portafusibles entrada negativa strings.
- C: Protección contra sobretensiones.
- D: Interruptor.
- E: Conector a tierra.

## 6.5 Inversores

Los inversores de una planta fotovoltaica son, sin duda, uno de los elementos críticos ya que son los encargados de convertir la energía eléctrica continua generada por los paneles en energía eléctrica con una forma de onda senoidal.

Para la selección de los inversores adecuados se debe tener en cuenta las diferentes configuraciones que existen en la actualidad, así como sus ventajas y desventajas.

- **Inversor central:** Este tipo de configuración plantea la utilización de un único inversor o unos pocos que serán los encargados de adecuar la forma de onda para conseguir una inyección a red. Dado que conectamos todos los strings a una entrada, la tensión de entrada corresponderá a la tensión de cada string y la intensidad será la suma de las intensidades por rama conectada. En el mercado actual existen inversores centrales que proporcionan una potencia de salida de 3MVA. Una de las mayores ventajas es que con un par de inversores centrales podemos actuar sobre toda la planta. A su vez, la principal desventaja es que si este elemento llega a fallar, la planta se queda inoperativa hasta que se solucione el problema, por lo que un correcto mantenimiento es esencial.
- **Varios inversores:** Con esta disposición se solventa el problema de depender de un único inversor, ya que se divide la potencia total en varios inversores. Esto nos posibilita la agrupación de diversos strings para instalaciones de gran potencia, así como no parar totalmente la instalación en caso de fallo. También hay que tener en cuenta que habrán más unidades a las que realizar el mantenimiento y se necesitarán más conexiones.
- **Maestro-esclavo:** Con esta configuración también disponemos de varios inversores que se reparten la potencia de la planta. Cuando la irradiancia tiene un valor bajo, actuará el inversor maestro. A medida que va aumentando la irradiancia y por lo tanto, la potencia que requiere la planta es más elevada, el maestro manda la orden de conexión a los esclavos, de manera que se maximiza la eficiencia de conversión de corriente continua a corriente alterna. El mayor problema de este tipo de configuración reside en que el inversor maestro es el encargado de monitorizar toda la planta, por lo que un fallo en este componente ocasionaría una caída de toda la planta.

Una vez analizadas las ventajas y los inconvenientes de estos tipos de sistemas se selecciona el tipo óptimo para nuestra instalación. Debido a que se trata de una instalación con una cierta envergadura se revisan las actuaciones recientes en plantas similares y se llega a la conclusión de que la

configuración óptima consiste en utilizar inversores centrales. Este hecho es debido a que, al tratarse de unidades compactas y centralizadas, el coste de transporte, puesta en marcha y mantenimiento es inferior a la alternativa de utilizar muchos inversores de poca potencia. Se da por hecho que estos inversores centrales tienen una monitorización y mantenimiento exhaustivos para conseguir su operación óptima y segura.

Para la instalación optamos por una solución que incorpora dos inversores centrales junto con el transformador y las celdas de media tensión necesarias, todo ello precableado y ensamblado en un contenedor. Se trata de la MV Power Station 5000.

<b>Datos Técnicos</b>	<b>MV Power Station 5000</b>
<b>Entrada de CC</b>	
<b>Tensión entrada.</b>	1500 V
<b>Rango tensión MPP (35 °C/ 50 °C)</b>	934V a 1500 V/934 a 1510V
<b>Número entradas MPP independientes</b>	2
<b>Corriente máxima de entrada</b>	2x3200 A
<b>Número de entradas de CC</b>	36
<b>Tamaños fusibles disponibles (por entrada)</b>	200A, 250A, 315A, 350A, 400A
<b>Salida (CA) lado de media tensión</b>	
<b>Potencia CA a 1000m</b>	5000 kVA
<b>Tensiones nominales CA</b>	11 kV hasta 35 kV
<b>Grupo de conexión del transformador</b>	Dy11y11
<b>Refrigeración transformador</b>	Baño aceite con refrigeración forzada
<b>Corriente máx. salida (a 33 kV)</b>	88 A
<b>Pérdidas en vacío del trafo (a 33 kV)</b>	3,5 kW

<b>Pérdidas de cortocircuito del trafo (a 33 kV)</b>	40,5 kW
<b>Coef. Distorsión máxima</b>	< 3%
<b>Factor de potencia a potencia asignada</b>	1
<b>Factor de desfase ajustable</b>	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
<b>Inversores de potencia</b>	
<b>Rendimiento máximo estándares europeos</b>	98,30%
<b>Tensión de salida del inversor</b>	660 V
<b>Dispositivos de protección</b>	
<b>Desconexión a la entrada</b>	Interruptor-seccionador CC
<b>Desconexión a la salida</b>	Interruptor de potencia de media
<b>Protección sobretensiones CC</b>	Descargador de sobretensión tipo I
<b>Resistencia a arcos voltaicos</b>	IAC 20 kA 1s
<b>Datos generales</b>	
<b>Dimensiones del contenedor</b>	12,2 m x 2,9 m x 2,4 m
<b>Peso</b>	< 26 T
<b>Rango temperatura funcionamiento</b>	-25 °C a +55 °C
<b>Autoconsumo (máx./carga parcial/avg)</b>	< 16,2 kW / < 3,6 kW / < 4 kW
<b>Autoconsumo (en espera)</b>	< 600 W
<b>Altitud máx. de funcionamiento</b>	1000 m
<b>Equipamiento</b>	
<b>Conexión de CC</b>	Terminal de anillo o barra colectora
<b>Conexión CA, lado media tensión</b>	Conector acodado de cono exterior

Tabla 7: Características técnicas SMA MV Power Station 5000



Figura 20: MV Powerstation 5000 (Fuente: Catálogo SMA)

Este sistema montado en un contenedor con dos inversores trabajando en paralelo y todas las conexiones y aparatos de medida en media tensión, así como los trafos necesarios, nos permite obtener una solución eficiente en cuanto a costes.

Para confirmar si esta solución tan conveniente en costes es técnicamente eficiente, se utiliza el software de simulación fotovoltaica PVsyst para comparar la alternativa elegida con la utilización de 5 inversores solares de la misma marca con potencia 1 MVA. Como se observa en la Figura 21 y la Figura 22, el rendimiento global es prácticamente idéntico, siendo más eficiente la opción de 2 inversores centrales.

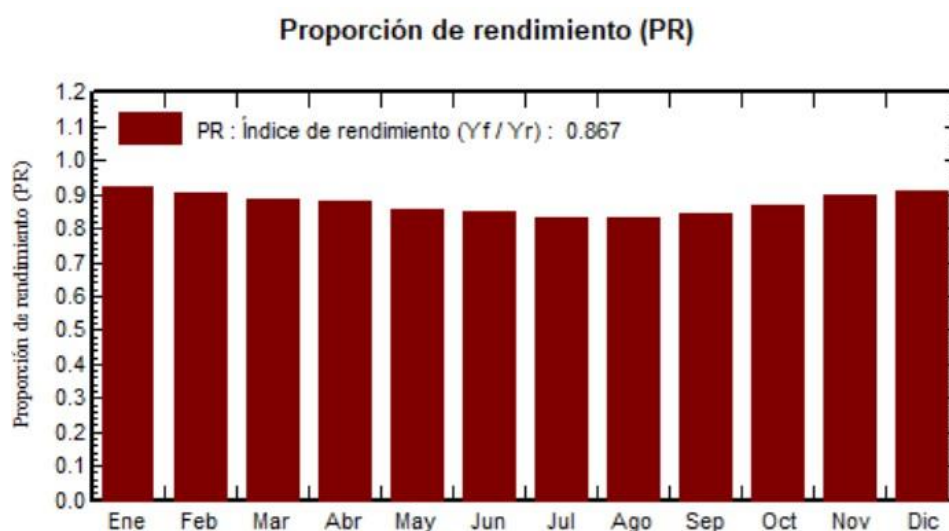


Figura 21: Rendimiento global para 2 inversores centrales (Fuente: PVsyst)

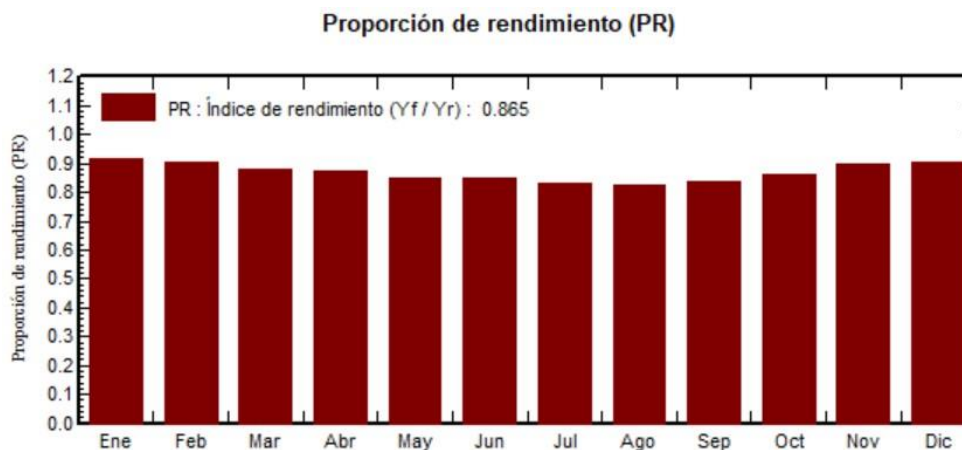


Figura 22: Rendimiento global para 5 inversores centrales (Fuente: PVSyst)

## 6.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra (p.a.t) de una instalación es uno de los elementos más importantes en relación con la seguridad de las personas y de la propia instalación. Se ponen a tierra las masas o elementos metálicos existentes de manera que se consigue que la referencia de potencial sea la misma.

La función principal de la puesta a tierra es la de derivar al terreno las intensidades nocivas que se pueden generar en la explotación de una instalación eléctrica, pudiéndose diferenciar intensidades de defecto, intensidades asociadas a la caída de un rayo o intensidades producidas por sobretensiones internas debidas a la maniobra de actuación de elementos como los interruptores automáticos.

La puesta a tierra de instalaciones como la nuestra se puede diferenciar en:

- Puesta a tierra de elementos de baja tensión.
- Puesta a tierra del centro de transformación.

Se debe tener en cuenta que, aunque se haga una distinción de puestas a tierra para su cálculo, ambas estarán unidas de manera que no se transfieran tensiones de una a otra que puedan ser perjudiciales para elementos como el aislamiento.



Figura 23: Detalle de una puesta a tierra mediante conductores y piquetas (Fuente: generadordeprecios.info)

## 6.7 Monitorización de la planta

Contar con un sistema de monitorización es algo esencial debido a que se puede, telemáticamente, conocer el estado de la planta así como detectar posibles averías.

Las funciones a realizar por el sistema de monitorización son:

- Proveer información sobre corriente y tensión de los strings.
- Proveer información sobre la energía inyectada a red.
- Datos meteorológicos.
- Información de las celdas de MT.

El fabricante SMA cuenta con un controlador llamado **SMA Power Plant Manager**, que ofrece una solución integral para agrupar en un solo sistema los diversos subsistemas que conforman la monitorización como pueden ser los sistemas SCADA o estaciones meteorológicas. También tiene la característica de permitirle al operador de la red ver las condiciones en las que se encuentra funcionando la planta.



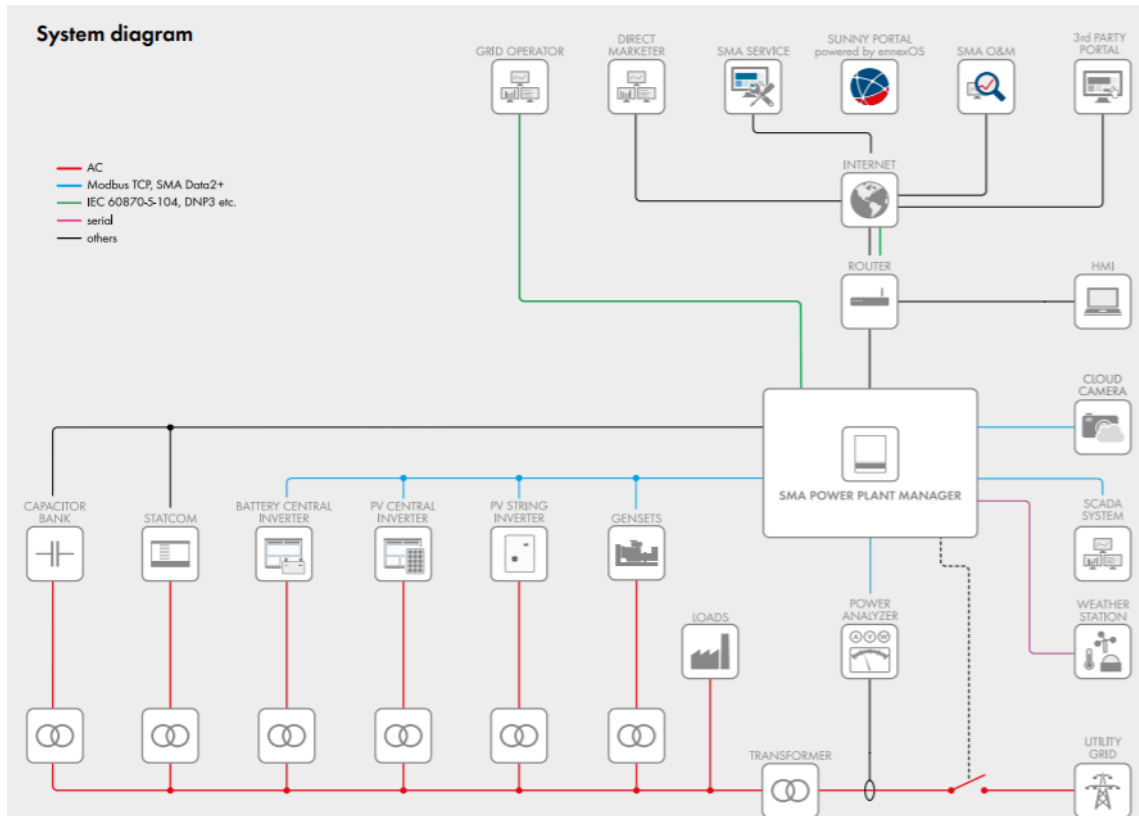


Figura 24: Interconexión de los elementos de la planta con el sistema de control (Fuente: catálogo SMA)

## 7 Cálculos justificativos de la instalación fotovoltaica

Una vez seleccionados todos los componentes que conforman la instalación fotovoltaica, se calculan de forma justificada todos los elementos técnicos necesarios para operar la instalación.

### 7.1 Número de paneles y strings

Como ya se ha seleccionado en apartados anteriores el panel fotovoltaico a utilizar, se obtienen de forma sencilla la cantidad de módulos necesarios para una potencia de 5 Mwp.

$$N_{\text{paneles}} = P_{\text{pico\_planta}} / P_{\text{pico\_panel}} \quad (1)$$

Por lo que con nuestros datos:

$$N_{\text{paneles}} = 5 \text{ MW}_p / 535 \text{ W}_p = 9346 \text{ paneles}$$

Ahora se plantea la agrupación en serie de diferentes paneles en un string de manera que la salida de tensión del string sea como máximo la tensión de entrada del inversor. Para ello se ha de tener en cuenta que las características de los paneles solares cambian con la temperatura tal y como apuntan los fabricantes en sus fichas técnicas.

Para realizar los cálculos se toman dos escenarios claramente diferenciados, la operación de la célula fotovoltaica a máxima temperatura y a mínima temperatura. Una vez calculadas estas dos condiciones, podremos afirmar que la operación de los paneles se dará de forma segura en cualquier situación climatológica intermedia.

En cuanto al valor de temperatura mínimo de la célula monocristalina, tomaremos como estimación que coincide con la temperatura mínima del ambiente.

Consultando fuentes bibliográficas, la temperatura del ambiente es  $T_{\text{mínima}} = -4 \text{ }^\circ\text{C}$ . Por lo tanto

$$T_{\text{mínima célula}} = -4^\circ\text{C}$$

En cuanto a la temperatura máxima que alcanzará la célula de silicio, disponemos de la Ecuación (2)

$$T_{\text{máx célula}} = T_{\text{máx ambiente}} + G * \frac{TONC - 20}{800} \quad (2)$$

Siendo:

- G: Irradiancia en la superficie de la célula. La consideramos  $1000\text{W}/\text{m}^2$
- TONC: Temperatura nominal de la célula. Este dato lo podemos obtener de la ficha técnica, que se expresa para una irradiancia de  $800\text{ W}/\text{m}^2$ , una temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$  y una velocidad del viento de  $1\text{ m/s}$ .

Por lo tanto, sustituyendo en la Ecuación (2)

$$T_{\text{máx célula}} = 33 + 1000 * (45 - 20)/800 = 64,25^\circ\text{C}$$

Una vez calculadas las temperaturas extremas en las que trabajará el panel solar, que son necesarias para determinar las tensiones de salida, nos planteamos la agrupación de estos paneles en strings.

#### Tensión máxima de string

La tensión máxima que aparecerá en el string se dará cuando los paneles conectados estén en circuito abierto y con temperatura mínima.

$$V_{OC(T\text{mín})} = V_{OC} + V_{OC} * \frac{C_{Temp Voc}}{100} * (T_{\text{mín célula}} - 25) \quad (3)$$

Sustituyendo:

$$V_{oc(T\text{mín})} = 49,52 + 49,52 * -0,28/100 * (-4 - 25) = 53,54\text{V}$$

Teniendo en cuenta que la entrada del inversor es  $1500\text{V}$  y que esta tensión no podrá sobrepasarse:

$$N_{\text{paneles serie}} = 1500/53,54 = 28 \text{ módulos}$$

#### Tensión mínima de string

La tensión mínima de salida del string se dará cuando las células se encuentren generando la máxima energía posible. Esto será a temperatura máxima.

$$V_{mp(T\text{máx})} = V_{mpp} + V_{mp} * \frac{C_{Temp Voc}}{100} * (T_{\text{máx célula}} - 25) \quad (4)$$

Particularizando para nuestros datos:

$$V_{mpp(T\text{máx})} = 40,8 + 40,8 * -0,28/100 * (64,25 - 25) = 36,31\text{ V}$$

Teniendo en cuenta que la tensión mínima de string deberá ser mayor que la tensión mínima de entrada del inversor:

$$N_{\text{paneles serie}} = 850/36,31 = 23,41 \text{ módulos}$$

Dado que tenemos acotada la cantidad de paneles en serie que podemos conectar y buscamos el menor número de strings posibles, optamos por una configuración de strings de 28 paneles.

El número total de strings que componen la instalación será:

$$N_{\text{strings}} = N_{\text{paneles}} / N_{\text{paneles/string}} \quad (5)$$

Por lo que para la instalación:

$$N_{\text{strings\_totales}} = 9346/28 = 333,78 \text{ strings}$$

Por lo tanto, tomamos un número total 334 strings, utilizándose para ello 9352 paneles solares que generarán una potencia de 5.00332 MWp.

Con estos cálculos hemos dimensionado la instalación teniendo en cuenta las tensiones requeridas, pero también tendremos en cuenta las intensidades circulantes de manera que no se sobrecargue el sistema. De este modo, la corriente total de los strings conectados al inversor deberá ser menor que la corriente máxima de entrada. Como hipótesis más desfavorable, suponemos que los paneles están suministrando la corriente de cortocircuito. Para ello, consideramos que la mitad de strings está conectada a cada inversor.

$$I_{\text{total}} = N_{\text{strings}} * I_{\text{sc}} < I_{\text{máx inversor}} \quad (6)$$

$$I_{\text{máx\_string}} = 334/2 * 14,04 = 2344,68\text{A} < 3690 \text{ A}$$

## 7.2 Disposición de strings y cálculos de distancias

Una vez calculado el número de paneles por string, debemos agrupar estos strings de manera que no se produzcan sombras entre ellos que reduzcan la eficiencia de captación solar. El seguidor solar de un eje horizontal ST-H250 permite hasta 60 paneles por viga torsional, siendo una estructura completa formada por 14 vigas torsionales. Aunque nuestros strings estén formados por 28 paneles en serie, en cada viga torsional agruparemos dos strings, de manera que tenemos un total de 56 paneles por viga o 784 paneles por estructura completa.

Como la cantidad de paneles totales de 9346, utilizamos 11 estructuras completas y una estructura modificada en la cual tenemos 722

Paneles instalación	9346 paneles
Paneles por string	28 paneles
Strings totales	334
Vigas torsionales por estructura	14 vigas

Paneles por viga torsional	56 paneles
Estructuras comerciales	11 estructuras centralizadas de 784
Estructura modificada	1 estructura centralizada de 722 paneles

Tabla 8: Resumen de número de paneles, strings y estructuras

Para el cálculo de la distancia entre estructuras de paneles se recurre al pliego de condiciones del IDAE, que en su Anexo III presenta un método de cálculo de distancias simplificado, en el cual se obtiene la distancia mínima entre filas de paneles  $d$ . Se establece que la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a  $h \cdot k$ , siendo en este caso  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos. El factor  $k$  es un factor adimensional que depende de la latitud del lugar. Para la instalación la latitud se toma  $39^\circ$ , por lo que el factor  $k=2,475$ .

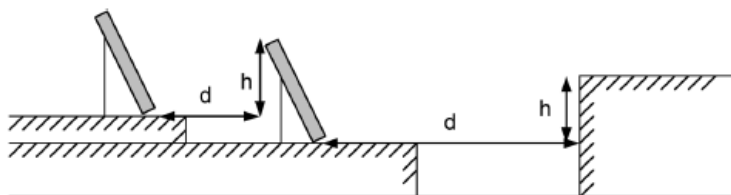


Figura 25: Distancias para el cálculo de la separación entre paneles (Fuente: IDAE)

La distancia  $h$ , considerada como la altura de un panel a su máxima inclinación se puede calcular conforme a la Ecuación (7).

$$h = L * \text{sen}(\alpha) \quad (7)$$

Siendo:

- $L$ : Altura del panel. Según las especificaciones técnicas  $L=2.274\text{m}$
- $\alpha$ : Ángulo de inclinación máximo del panel. Según la ficha técnica del seguidor solar  $\alpha=55^\circ$

Sustituyendo en la Ecuación (7):

$$h = 2,274 * \text{sen}(55) = 1.86 \text{ m}$$

Por lo tanto la distancia  $d$ :

$$d = h * k = 1.86 * 2.247 = 4.6 \text{ m} \quad (8)$$

Debido a que en el pliego de condiciones del IDAE se menciona que esta es la distancia mínima, se elige una distancia de  $6\text{m}$ , de forma que no haya problemas para los vehículos de mantenimiento en relación al tránsito por la instalación.

### 7.3 Cajas de conexión.

El criterio de diseño que se sigue al calcular el número de cajas de conexión necesarias es que se utilicen las mínimas posibles, de manera que se reducen costes de instalación y además permite hacer el mantenimiento de los strings de una forma más cómoda.

La intensidad que circula por un string, al estar los paneles agrupados en serie, será como máximo la intensidad de cortocircuito  $I_{sc}=14,04$  A.

La caja de conexiones SMA Sting-combiner DC-MB-U15-16 permite una agrupación de 16 strings soportando una corriente nominal de 17.2 A.

Por lo tanto, necesitamos un total de:

$$N_{\text{cajas conexión}} = N_{\text{strings}} / N_{\text{strings/caja}} \quad (9)$$

Particularizando para nuestros datos y redondeando:

$$N_{\text{cajas conexión}} = 334 / 16 = 21 \text{ cajas}$$

En el apartado anterior se ha calculado que en total tenemos 12 estructuras que agruparán los strings, por lo que tenemos 1 caja de conexiones para 4 vigas torsionales, que representan 16 strings.

### 7.4 Cableado de baja tensión

En este apartado se calculan las dimensiones necesarias de conductores de baja tensión según los tramos necesarios hasta las estaciones de potencia. Para su cálculo se utiliza el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, en su ITC-BT-40, que regula las instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a red, así como las normas UNE asociadas a instalaciones fotovoltaicas y el pliego de condiciones del IDAE.

Para la selección de los conductores a utilizar recurrimos a la norma UNE-EN 50618, específica para cableado en sistemas fotovoltaicos. En ella, se especifica que los conductores para la parte de corriente continua de instalaciones de 1500V deben cumplir lo siguiente:

- La temperatura máxima nominal del conductor serán 90°C, pero durante 20000h como máximo, se permite una temperatura máxima del conductor de 120°C.
- El periodo de utilización previsto es de mínimo 25 años.
- El material debe ser de un compuesto reticulado
- Deben ser designados por el código H1Z2Z2-K

Los conductores seleccionados para la instalación serán el modelo Tecsun H1Z2Z2-K del fabricante Prysmian.

Las características más importantes respecto al cumplimiento de la norma UNE-50168 se resumen en la siguiente ilustración proporcionada por el fabricante:



Figura 26: Características principales conductor Tecsun H1Z2Z2-K (Fuente: catálogo Tecsun)

Una vez seleccionado el tipo de conductor que cumple con la norma, se utilizan las siguientes restricciones de diseño:

- ITC-BT-40:
  - La corriente de diseño será mayor o igual al 125% de la corriente máxima.
  - La caída de tensión admisible entre el generador y la red pública será inferior al 1,5% para la corriente nominal.

### 7.4.1 Tramo A: Paneles-Strings-Caja de conexiones

Para el cálculo de las secciones de conductor a utilizar se utilizan dos criterios que marca la norma, el criterio térmico y el de caída de tensión.

Para cualquier tramo a calcular, definimos las condiciones de contorno del problema. En el caso del tramo A:

- Sección mínima 6mm<sup>2</sup> cobre.
- La radiación solar no incide directamente sobre los conductores, sino sobre las bandejas.
- Máxima agrupación de cables: 4 por bandeja.
- Temperatura máxima ambiente: 33°C aire, 25°C terreno.

#### Criterio térmico

En cuanto al conexionado de los paneles fotovoltaicos en serie, estos se interconectan con cables de 4mm<sup>2</sup>, aunque deberemos comprobar si cumplen con los criterios de diseño.

Según la ITC-BT-07, los cables enterrados de instalaciones eléctricas deben de tener una sección mínima de 6mm<sup>2</sup>, por lo que no contemplamos una sección menor.

Conductores fase (mm <sup>2</sup> )	Sección neutro (mm <sup>2</sup> )
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Tabla 9: Sección mínima cables enterrados (ITC-BT-07)

El método de instalación que utilizaremos será el de bandeja no perforada, de modo que discorra paralela al eje de la estructura que soporta los strings. Descartamos el método enterrado ya que haciéndolo en bandeja tenemos los cables más accesibles por si hubiera que realizar una reparación. El hecho de seleccionar el método de bandeja no perforada evita que acceda polvo, suciedad y agua de lluvia a las canalizaciones, pudiendo provocar fallos de aislamiento.

Conductores y cables	Método de instalación							
	Sin fijaciones	Fijación directa	Sistemas de tubos	Sistemas de canales (incluidos canales de zócalo y de suelo)	Sistemas de conductos cerrados de sección no circular	Bandejas de escalera, bandejas, soportes	Sobre aisladores	Cable fiador
Conductores desnudos	-	-	-	-	-	-	+	-
Conductores aislados <sup>b</sup>	-	-	+	+ <sup>a</sup>	+	-	+	-
Cables con cubierta (incluidos cables armados y con aislamiento mineral)	Multi-polares	+	+	+	+	+	0	+
	Unipolares	0	+	+	+	+	+	+
+ Admitido. - No admitido. 0 No aplicable, o normalmente no se utiliza en la práctica.								
<sup>a</sup> Se admiten conductores aislados si los sistemas de canales proporcionan al menos el grado de protección IP 4X o IPXXD y si la cubierta sólo puede abrirse con herramienta o una acción deliberada.								
<sup>b</sup> Los conductores aislados que se utilizan como conductores de protección o como conductores de conexión de protección pueden utilizar cualquier método de instalación adecuado y no necesitan ser instalados en tubos, sistemas de canales o sistemas de conductos cerrados de sección no circular.								

Tabla 10: Métodos de instalación permitidos (UNE-60364-5-52)



30		<p>Cables unipolares o multipolares: Sobre bandejas no perforadas en recorrido horizontal o vertical <sup>c, h</sup></p>	<p>C, con elemento 2 de la tabla B.52.17</p>
----	--	--	--

Tabla 11: Método de instalación (UNE-60364-5-52):

Como se observa en la Tabla 12, acudimos a la tabla B.52.17 del anexo B de la norma UNE-60364-5-52 para obtener las intensidades admisibles que circularán por el cable según el método de instalación utilizado.

Sección nominal del conductor mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
1	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Tabla 12: Corrientes admisibles para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 Cables aislados con XLPE/EPR 2 conductores cargados, cobre. Temperatura del conductor: 90°C, Temperatura ambiente 30°C, 20°C en el terreno.

Una vez conocido el método de instalación y las corrientes admisibles según el conductor, solo falta conocer los factores de reducción que se tienen por el hecho de ser la instalación diferente a lo contemplado en las normas. Nos afectarán:

- Factor de reducción por temperatura  $K_{T_{ambiente}}$ : Factor que corrige la diferencia de temperatura entre las tablas de la norma y los valores de la instalación.

- Factor de reducción por agrupamiento  $K_n$ : Factor que corrige la intensidad máxima admisible que podrá circular por los cables en función del número de circuitos que discurren agrupados en una canalización.
- Factor por incidencia de radiación solar  $K_{rad}$ : Factor que tiene en cuenta la radiación incidente en los conductores para minorar la intensidad máxima.

Siguiendo con el Anexo B de la norma UNE-60364-5-52, se procede a identificar los factores mencionados.

#### Factores de reducción por temperatura

Los conductores, al estar encerrados en una bandeja, estarán sometidos a una temperatura ambiente mayor que la que se da en el exterior de las bandejas debido a los efectos de la transmisión de calor junto con la incidencia de la radiación solar. Teniendo en cuenta este efecto, se asume la hipótesis de que los conductores se ven sometidos a una temperatura ambiente de 50°C.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	MineraP <sup>a</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,78	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

<sup>a</sup> Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 13: Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes a 30°C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire UNE-60364-5-52

#### Factor de reducción por agrupamiento

Debido a que por cada canalización discurren circuitos diferentes, se corrige la intensidad con la siguiente tabla:

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares		B.52.2 a B.52.7 Método C	
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F	

Tabla 14: Factores de corrección por agrupamiento de circuitos en una misma bandeja UNE-60364-5-52

Teniendo en cuenta las tablas:

- $K_{temp}=0,82$
- $K_{agrup}=0,8$
- $K_{rad}=0,9$

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente:

$$I_{diseño} = 1,25 * I_{panel} \quad (10)$$

Siendo:

- $I_{panel}$ : Corriente que circula por el panel fotovoltaico. Para estar del lado de la seguridad se asume que esta es la corriente de cortocircuito a temperatura máxima.

$$I_{panel} = I_{SC} * (1 + (C_{temp\_Isc} * (T_{máx\_célula} - 25))) \quad (11)$$

$$I_{panel} = 14,03 * (1 + (4,8 * 10^{-4} * (64,25 - 25))) = 14,25 \text{ A}$$

Por lo que sustituyendo en la Ecuación (11):

$$I_{diseño} = 1,25 * 14,25 = 17,81 \text{ A}$$

La condición que marca la norma es:

$$\prod K_i \cdot I_{adm} \geq I_{diseño} \quad (12)$$

Siendo:

- $\prod K_i$ : Productorio de los factores de corrección.
- $I_{adm}$ : Corriente máxima admisible que puede circular por el circuito.

Se obtiene  $I_{adm}$  del anexo A de la norma UNE 50618, ya que la corriente es más restrictiva que la admisible proporcionada por la Tabla 12:

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).  
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 15: Intensidades admisibles para conductores fotovoltaicos (Fuente: UNE-50618)

$$I_{adm}=57 \text{ A}$$

Por lo que sustituyendo en la Ecuación (12):

$$0,82 \cdot 0,8 \cdot 57 = 37,4 \text{ A} \geq 17,81 \text{ A}$$

Se observa que se cumple la condición holgadamente, por lo que este criterio no es el más restrictivo para el tramo calculado.

### Criterio de caída de tensión

El criterio de caída de tensión se utiliza para verificar que la sección seleccionada con el criterio térmico es válida. Utilizamos como restricción que la caída entre el generador fotovoltaico y el inversor debe ser menor al 1,5%. Para este primer tramo se utiliza la restricción de una caída de tensión inferior al 0,3%, ya que las longitudes son muy pequeñas y se debe reservar caída de tensión para otros tramos más largos.

Se define la caída de tensión para la corriente nominal en el punto de máxima potencia y máxima temperatura de la célula ya que es el punto más crítico, por lo que se corrige la  $I_{mpp}$  con el factor que da el fabricante.

$$I_{mpp(T_{m\acute{a}x})} = I_{mpp} + I_{mpp} * \frac{C_{Temp\ Isc}}{100} * (T_{m\acute{a}x\ c\acute{e}lula} - 25) \quad (13)$$

Por lo que para nuestros datos sacados del catálogo:

$$I_{mpp(T_{m\acute{a}x.})} = 13,45 + 13,45 * 0,048/100 * (64,25 - 25) = 13,7\text{ A}$$

Se calcula la sección de conductor necesaria para la restricción de caída de tensión impuesta según la expresión:

$$S = \frac{\rho * L * 2 * I_{mpp} * 100}{V_{mpp} * N * \Delta U} \quad (14)$$

Siendo:

- $\rho$ : Resistividad del cobre a la temperatura de trabajo. La temperatura de servicio se considera 90°C, por lo que la resistividad será 0,02198  $\Omega * \text{mm}^2/\text{m}$
- L: Longitud comprendida entre string y caja de conexiones.
- $V_{mpp}$ : Tensión en el punto de máxima potencia.
- $I_{mpp}$ : Intensidad en el punto de máxima potencia.
- $\Delta U$ : Caída de tensión máxima considerada.

Se tiene en cuenta que cada caja de conexiones conecta 16 strings, por lo que para ser más restrictivo, se utiliza la mayor distancia de string a caja para dimensionarla pese a que no todos los strings tienen la misma longitud de cableado.

Circuito	Longitud	Sección calculada	Sección seleccionada	Caída de tensión
<b>Caja 1-Caja 21</b>	32,5	5,697167889	6	0,284858394

Tabla 16: Cálculo de secciones de conductores Tramo A

#### 7.4.2 Tramo B: Caja de conexiones-Estación de potencia

En este tramo se calcula la sección de conductores necesaria para la interconexión de las cajas de conexiones con los inversores de la estación de potencia.

Los dos inversores Sunny Central que conforman la instalación tienen un máximo de 24 entradas. Para repartir adecuadamente la potencia, se conectan 11 cajas de conexión a un inversor y las restantes 10 al otro. Este tramo se dispone directamente enterrado en una zanja a 1m de profundidad. Las condiciones de contorno a tener en cuenta para el tramo son:

- Temperatura de ambiente máxima de 33°C
- Temperatura máxima del terreno de 30°C
- Cada conductor trasiega la corriente de 16 strings

- Los conductores están directamente enterrados
- La resistividad térmica del terreno se considera de 3 K\*m/W.

### Criterio térmico

Procediendo como en el anterior apartado y teniendo en cuenta que ahora la corriente será la suma de 16 strings:

$$I_{\text{diseño}} = 1,25 * I_{\text{máx\_gen.}} * N = 1,25 * 14,04 * 16 = 280,8 \text{ A} \quad (15)$$

Siendo:

- N: número de strings en paralelo.

Al ser el procedimiento el mismo que en el tramo anterior, se resume el uso de las tablas en:

- Método de instalación: obtenido de la Tabla A.52.3 del Anexo A de la norma UNE-HD-60364-5-52. Se corresponde con el **método D2**.
- Factor de reducción por temperatura del suelo  $K_{\text{suelo}}$ : Se obtiene de la Tabla B.52.15 de la norma UNE-HD-60364-5-52:

$$K_{\text{suelo}} = 0,95$$

- Factor de reducción por agrupamiento: Se obtiene de la Tabla B.52.18 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52.

$$K_{\text{agrup}} = 0,76$$

- Factor de reducción por resistividad del terreno: Se obtiene de la tabla B.52.16 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52:

$$K_{\text{resistividad}} = 0,9$$

Por lo que:

$$I_{\text{norma}} = \frac{280,8}{0,95 * 0,76 * 0,9} = 432,13 \text{ A}$$

Acudiendo a la Tabla B.52.5 del Anexo B de la norma UNE-HD-60364-5-52, se observa que se requiere una sección mínima de 300 mm<sup>2</sup> para los conductores de este segundo tramo.

### Criterio de caída de tensión

Para este tramo se permite una caída de tensión del 1,3%. Procediendo como en el tramo anterior:

$$S = \frac{\rho * L * 2 * I_{\text{diseño}} * 100 * M}{V_{\text{mpp}} * N * \Delta U} \quad (16)$$

Circuito	Longitud	Sección calculada	Sección seleccionada	Caída de tensión
Caja 1	232,46	197,479076	240	1,06967833
Caja 2	209,93	178,339424	185	1,25319595
Caja 3	174,93	148,606276	150	1,28792106
Caja 4	139,93	118,873127	120	1,28779221
Caja 5	69,95	59,4238209	70	1,10358524
Caja 6	104,95	89,1569692	95	1,22004274
Caja 7	188,95	160,516525	185	1,12795396
Caja 8	223,95	190,249674	240	1,03051907
Caja 9	232,46	197,479076	240	1,06967833
Caja 10	265,95	225,929452	240	1,22378453
Caja 11	232,46	197,479076	240	1,06967833
Caja 12	300,95	255,6626	300	1,10787127
Caja 13	266,93	226,76198	240	1,22829406
Caja 14	224,93	191,082202	240	1,03502859
Caja 15	188,95	160,516525	240	0,86946451
Caja 16	139,93	118,873127	120	1,28779221
Caja 17	69,95	59,4238209	70	1,10358524
Caja 18	104,95	89,1569692	95	1,22004274
Caja 19	139,93	118,873127	120	1,28779221
Caja 20	232,93	197,87835	240	1,07184106
Caja 21	302,56	257,030325	300	1,11379808

Tabla 17: Cálculo de secciones tramo B

Se observa que para longitudes medianamente cortas, el criterio térmico es el más restrictivo ya que se aumenta la sección de una forma exagerada respecto a lo calculado por el criterio de caída de tensión.

#### 7.4.3 Tramo C: Estación de potencia- Punto de conexión subterráneo (Media Tensión)

Este tramo, a diferencia de los anteriores, es un tramo de media tensión en corriente alterna, que conecta la estación de potencia con el entronque de la línea de alta tensión. Es el último paso para poder conectar la instalación a la red eléctrica. El cableado se realiza en zanja enterrada a una profundidad de 1m.

El cable de media tensión a emplear es el **AI Eprotenax H Compact** del fabricante **Prysmian Group**.

**AL EPROTENAX H COMPACT**  
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV  
Norma diseño: UNE-HD 620-9E  
Designación genérica: AL HEPRZ1



**CONSTRUCCIÓN**

**CONDUCTOR**

**Metal:** cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.  
**Flexibilidad:** clase 2, según UNE-EN 60228  
**Temperatura máxima en el conductor:** 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

**SEMICONDUCTORA INTERNA**

Capa extrusionada de material conductor.

**AISLAMIENTO**

**Material:** etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

**SEMICONDUCTORA EXTERNA**

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

**PANTALLA METÁLICA**

**Material:** hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.  
Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

**SEPARADOR**

Cinta de poliéster.

**CUBIERTA EXTERIOR**

**Material:** poliolefinas termoplásticas, DMZ1 Vemex.

**Color:** rojo.

Figura 27: Características cable media tensión (Fuente: catálogo Prysmian Group)

Los criterios de dimensionado son, como en el caso de baja tensión, el criterio térmico y de caída de tensión.

Criterio térmico

La intensidad de diseño de la línea se calcula como:

$$I_{diseño} = \frac{S}{\sqrt{3} * U_L} \quad (17)$$

Siendo:

- S: Potencia aparente. Para la estación de potencia seleccionada este valor es 5MVA.
- U<sub>L</sub>: Tensión de línea.

Por lo tanto:

$$I_{diseño} = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3} = 144,34 A$$

Las condiciones del tramo a calcular son:

- Utilización de cables unipolares de aluminio.
- Temperatura del terreno 30°C.
- Conductores directamente enterrados a 1m.
- Resistividad del terreno 3 K\*m/W.

Los factores de reducción a considerar son:

K<sub>Temp\_Terreno</sub>: Se obtiene de la tabla A.5 de la norma UNE-211435. Se debe entrar con la temperatura de servicio del conductor, que en este caso es 105°C. Por tanto:



Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C									
	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	
Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	

Tabla 18: Factores de temperatura del terrero (UNE-211435)

$$K_{Temp\_Terreno}=0,97$$

$K_{Resistividad}$ : Se obtiene de la tabla A.6 de la norma UNE-211435. Para este caso se necesita saber la sección del conductor. Como orden de magnitud se elige el caso de 95mm<sup>2</sup>, modificándose en caso de variar la sección resultante:

Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Cables directamente soterrados en triángulo en contacto						
	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
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

Tabla 19: Factores de corrección por resistividad del terreno (UNE-211435)

$$K_{Resistividad}=0,74$$

Por lo tanto:

$$I_{corregida} = \frac{144,34}{0,97 * 0,74} = 201,1 A$$

La intensidad admisible y el conductor a emplear se obtienen de la tabla A.4.2 de la norma UNE-211435.

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660

Tabla 20: Intensidad máxima admisible para cableado de aluminio en contacto (UNE-211435)

Sabiendo que:

$$I_{adm} \geq I_{corregida}$$

Se obtiene una sección de conductor de **95 mm<sup>2</sup>**.

#### Criterio de caída de tensión

Debido al régimen senoidal que caracteriza el tramo de media tensión, se deben conocer los parámetros de la línea para realizar los cálculos. Se utilizan únicamente los parámetros de resistencia y reactancia.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm <sup>2</sup> )	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

Figura 28: Parámetros del conductor (Fuente: catálogo Pyrisman Group)

Teniendo en cuenta la longitud del tramo se obtienen los parámetros:

Longitud (m)	Resistencia (Ω)	Reactancia XI (Ω)
<b>234,39</b>	0,1	0,028

Tabla 21: Parámetros de la línea subterránea tramo C

En media tensión las caídas de tensión no son tan restrictivas como en baja tensión. Se toma comúnmente una caída admisible del 5%. Para calcular la caída real de tensión considerando una línea inductiva se utiliza la Ecuación (18):

$$U = \sqrt{3} * I * (R * \cos(\varphi) + X * \sen(\varphi)) \tag{18}$$

Siendo:

- $\cos(\varphi)$ : factor de potencia de la línea.

Sustituyendo en la Ecuación (18):

$$U=33,86 \text{ V}$$

Por lo tanto, en caída porcentual:

$$\Delta U(\%) = \frac{33,86}{20000} * 100 = 0,1693\%$$

## 7.5 Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica

### 7.5.1 Resistencia de puesta a tierra de las masas de Baja Tensión

La puesta a tierra de las masas de baja tensión requiere un cálculo matemático que tenga en cuenta la dispersión del potencial en el terreno dependiendo de la distancia y el tipo de electrodo. Dado que este cálculo es complejo realizarlo cada vez que se necesite dimensionar una puesta a tierra, existen fórmulas que dan la resistencia de puesta a tierra en función del electrodo utilizado. La tierra de baja tensión, correspondiente a la que afecta a los strings, se configura uniendo los anclajes metálicos de las estructuras portantes. El electrodo que se utiliza es un conductor enterrado a 0,5m de 35 mm<sup>2</sup> de sección, ya que es la disposición más habitual.

La resistencia de puesta a tierra se calcula como:

$$R_{BT} = 2 \frac{\rho}{L} \quad (19)$$

Siendo:

- $\rho$ : resistividad del terreno. Según datos bibliográficos se adopta como 400  $\Omega\text{m}$
- $L$ : Longitud total del conductor desnudo enterrado. La unión de todas las estructuras portantes resulta en una longitud de cable de 925m

Por lo tanto:

$$R_{BT} = 2 \frac{400}{925} = 0,86 \ \Omega$$

### 7.5.2 Resistencia de puesta a tierra del centro de transformación

El centro de transformación es el otro elemento que se pone a tierra debido a la peligrosidad que supone no hacerlo. Debido a que es un elemento muy común, el proceso de cálculo se encuentra muy

normalizado. El centro de transformación en el caso de la instalación no es la típica caseta aislada, sino que está integrado en la estación de potencia.

La estación de potencia tiene unas dimensiones e 12x2,5 m. Los métodos normalizados no contemplan estas longitudes, siendo la única opción lógica la interconexión de dos puestas a tierra normalizadas de 6x2,5m. Para encontrar una solución lógica, se calcula primeramente la resistencia utilizando únicamente conductores enterrados y se compara con la conexión en paralelo de las dos puestas a tierra normalizadas comentadas. El resultado a adoptar es el valor de resistencia más elevado, pues es el más restrictivo.

$$R_{\text{cable desnudo}} = 2 * \frac{400}{2 * 12 + 2 * 2,5} = 27,59 \Omega$$

Para el cálculo de la resistencia con los electrodos normalizados se utiliza la tabla de las recomendaciones UNESA.

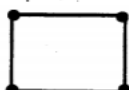
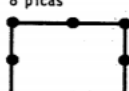
CONFIGURACION	L <sub>p</sub> (m)	RESISTENCIA K <sub>r</sub>	TENSION DE PASO K <sub>p</sub>	TENSION DE CONTACTO EXT K <sub>c</sub> = K <sub>p</sub> (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.118	0.0239	0.0715	60-25/5/00
4 picas 	2	0.090	0.0202	0.0442	60-25/5/42
	4	0.074	0.0159	0.0318	60-25/5/44
	6	0.063	0.0130	0.0246	60-25/5/46
	8	0.055	0.0110	0.0199	60-25/5/48
8 picas 	2	0.080	0.0175	0.0358	60-25/5/82
	4	0.062	0.0128	0.0229	60-25/5/84
	6	0.052	0.0100	0.0165	60-25/5/86
	8	0.045	0.0082	0.0127	60-25/5/88

Figura 29: Puesta a tierra normalizada 6x2,5m a profundidad 0,5m (UNESA)

El cálculo de la resistencia viene dado por:

$$R_{\text{normalizada,CT}} = K_r * \rho \tag{20}$$

Por lo tanto, utilizando una longitud de pica de 2m y configuración de 4 picas:

$$R_{\text{normalizada,CT}} = 0,09 * 400 = 36\Omega$$

Como la resistencia real de la interconexión es la resistencia en paralelo, se tiene que:

$$R_{\text{normalizada,CT}} = \frac{36 * 36}{36 + 36} = 18\Omega$$

Por tanto, al haber resultado la suposición menos restrictiva y no estar normalizado el caso que se plantea, se adopta como valor de resistencia final el calculado para cable desnudo.

$$R_{CT} = 27,59 \Omega$$

### 7.5.3 Comprobación de tensiones de paso y contacto

Para un diseño correcto de la puesta a tierra se deben comprobar que las tensiones de paso y de contacto que se pueden dar están acotadas según lo que marca el MIE-RAT-13.

El valor resultante de la puesta a tierra general de la instalación se da por el paralelo de la resistencia del centro de transformación y la resistencia de las masas de baja tensión.

$$R_{tierra} = \frac{27,59 * 0,86}{27,59 + 0,86} = 0,83 \Omega$$

La primera variable a conocer es el tiempo de actuación de las protecciones en caso de defecto a tierra. Se pretende que la instalación tenga un reenganche automático a la red rápido, por lo que el tiempo de actuación está limitado superiormente a 0,5s.

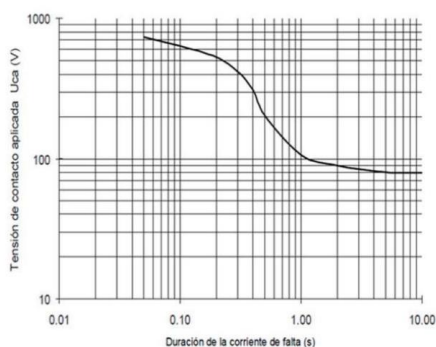
$$t_{falta} = 0,5 s$$

Para comprobar la tensión de contacto se utiliza la fórmula:

$$U_{c,adm} = U_{ca,adm} \left( 1 + \frac{R_{a1}}{2} + 1,5\rho_s \right) \quad (21)$$

Siendo:

- $U_{ca,adm}$ : Tensión de contacto aplicada admisible. Se obtiene de la tabla del MIE RAT 13 en función del tiempo de la falta.  $U_{ca,adm} = 204 V$ .
- $R_{a1}$ : Resistencia del calzado. Se adopta  $R_{a1a} = 2000 \Omega$
- $\rho_s$ : Resistividad del terreno en el punto de contacto. En los alrededores de la estación de potencia existe terreno natural por lo que  $\rho_s = 400 \Omega m$ .



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
> 10.00	50

Sustituyendo en la Ecuación (21):

$$U_{c,adm} = 204 * \left(1 + \frac{1000 + 1,5 * 400}{1000}\right) = 530,4 V$$

El siguiente paso es determinar la corriente de defecto. Esta se calcula según la ecuación:

$$I_t = \frac{U_n}{\sqrt{3} * \sqrt{X_n^2 + R_t^2}} \quad (22)$$

Siendo:

- $I_t$ : Intensidad de defecto
- $U_n$ : Tensión nominal
- $X_n$ : Reactancia limitadora de la subestación. Iberdrola da un valor de 25  $\Omega$  para neutro rígidamente a tierra.

Sustituyendo en la Ecuación (22):

$$I_t = \frac{20 * 10^3}{\sqrt{3} * \sqrt{25^2 + 0,83^2}} = 461,63 A$$

Para que esté bien diseñada la puesta a tierra se debe cumplir la condición:

$$R_t * I_t \leq U_{c,adm} \quad (23)$$

Sustituyendo:

$$0,86 * 461,63 = 397 V \leq 530,4 V$$

La tensión de paso tiene un límite mucho mayor por lo que, al ser más restrictivo el criterio de tensión de contacto, el de paso también cumple.

## 7.6 Protecciones

Las protecciones eléctricas son unos elementos de extrema importancia en cualquier instalación, asegurando una fiabilidad del sistema en caso de fallos en la operación normal de esta. Las protecciones de las instalaciones eléctricas se dimensionan para fallos de tipo:

- **Cortocircuito:** Las principales causas de los cortocircuitos son defectos en el aislamiento de los conductores, defectos en los receptores conectados, conexión incorrecta o causas atmosféricas. La disipación de esta avería es de suma importancia ya que transcurre una

intensidad muy alta por los conductores, pudiendo generar un incendio de una manera fácil. Se protege contra este tipo de averías mediante fusibles e interruptores automáticos.

- **Sobrecarga:** La sobrecarga se define como una circulación de corriente mayor que la nominal que puede acarrear daños en la instalación si se prolonga durante demasiado tiempo.
- **Sobretensiones:** Una sobretensión es definida como el aumento repentino de la tensión de la instalación en relación con la nominal. Este fenómeno es devastador para elementos en el campo de la electrónica de potencia, por lo que se hace indispensable su disipación mediante descargadores de sobretensiones que limitan estos picos de tensión.
- **Contactos indirectos:** El contacto directo es un fallo que se produce cuando una persona toca una parte metálica de un elemento, también llamado masa, que debería estar sin tensión. Se protege mediante interruptores diferenciales.

### 7.6.1 Tramo A

Las protecciones de este tramo están incluidas en las cajas de conexión.

Para el dimensionamiento de este tramo se recurre a las normas:

- UNE-EN 60269-6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
- UNE-EN 60364-4-43: Protección para garantizar la seguridad contra las sobreintensidades.
- Método de selección de fusibles de SMA para la caja de conexiones SMA Sting-combiner DC-MB-U15-16.

El sencillo método de cálculo de SMA se basa en la ecuación:

$$I_n > I_{sc}/K \quad (24)$$

Siendo:

- K= Factor de reducción (0,6 hasta 2000m y  $T_{ambiente} < 45^{\circ}C$ )
- $I_{sc}$ =Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.

Por lo tanto:

$$I_n > 14,04/0,6 = 23,5A$$

Seleccionamos pues, unos cartuchos fusibles de **intensidad nominal 25 A**, siendo estos fusibles los de amperaje máximo permitido por la caja de conexiones. En total se necesitan 334 fusibles.

Se realiza una comprobación de este método ofrecido por el fabricante aplicando la norma UNE-60364-4-43, que establece las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (25)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z \quad (26)$$

Siendo:

- $I_b$ : Intensidad de diseño del circuito.
- $I_n$ : Intensidad nominal del fusible.
- $I_2$ : Intensidad efectiva en funcionamiento en el tiempo convencional del dispositivo de protección. Para el caso de fusibles gPV es  $1,6 * I_n = 40$  A
- $I_z$ : corriente admisible del conductor.

Sustituyendo en Ecuación (25) y Ecuación(26):

$$14,04 \leq 25 \leq 57$$

$$40 \leq 82,65A$$

Por lo tanto, los fusibles actúan correctamente frente a sobreintensidades.

### 7.6.2 Tramo B: Cajas de conexión-estación de potencia

En este tramo, las protecciones se encuentran alojadas en la MV Power Station 5000. Como se comenta en el apartado de la estación, esta lleva incorporada todas las protecciones necesarias, por lo que únicamente se dimensiona el calibre del fusible.

Las demás protecciones no dimensionadas con las que cuenta la estación para la protección de este tramo son:

- Interruptor seccionador.
- Descargador de sobretensiones.
- Protección mediante monitorización de aislamiento y fallos a tierra en CC.

Utilizando las ecuaciones (25) y (26) y teniendo en cuenta que para este tramo:

- $I_b = 280,8$  A
- $I_{z(240mm^2)} = 440$  A
- $I_{z(300mm^2)} = 490$  A



Los fusibles que cumplen son fusibles de 315 A. Se necesitan 42 fusibles para proteger las 21 líneas de caja de conexión a la estación de potencia.

### 7.6.3 Tramo C.1 Inversores a celdas de media tensión

Este tramo es el comprendido entre los inversores y el primario del transformador elevador, así como el que se encuentra entre el secundario del transformador y las celdas de media tensión. El primer tramo discurre a 660V, correspondiente a la salida del inversor y el segundo tramo discurre a 20 kV.

La estación de potencia cuenta con las siguientes protecciones:

- Interruptor automático en baja tensión
- Interruptor automático en media tensión.
- Protecciones contra sobretensiones tipo I
- Separación galvánica entre circuito de baja y alta tensión

Dado que no se tienen datos de las protecciones exactas del fabricante, se supone que es capaz de cortar las corrientes de defecto que aparecen. Como orientación se proceden a calcular las intensidades de defecto que pueden aparecer en los dos tramos de tensión.

Las condiciones de contorno son:

- El transformador tiene una caída de tensión resistiva e inductiva des 1% y 6%
- El cortocircuito se da en el lado de baja tensión
- El único aporte de corriente de cortocircuito lo da la red eléctrica a la cual se encuentra conectada la instalación. La potencia de cortocircuito es de 350 MVA.

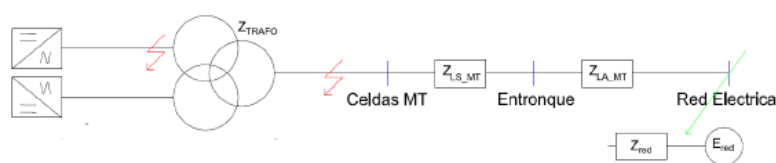


Figura 30: Esquema unifilar para el cálculo de corriente de cortocircuito

La red eléctrica se modeliza mediante el equivalente de Thevenin:

$$E_{red} = \frac{c * U_n}{\sqrt{3}} \quad (27)$$

$$Z_{red} = 1,1 * \frac{U_n^2}{S_K''} \quad (28)$$

Siendo:

- $c$ : 1,1 en cortocircuitos en baja tensión y 1 en baja.
- $U_n$ : Tensión nominal en el punto de cortocircuito.
- $S_K''$ : Potencia de cortocircuito.

Dado que las redes son de naturaleza inductiva se hace la aproximación:

$$X_{red} = 0,995 * Z_{red} \quad (29)$$

$$R_{red} = 0,1 * X_{red} \quad (30)$$

Para conocer la Z del transformador se utilizan las ecuaciones:

$$R_{cc} = \frac{\varepsilon_{rcc}}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} \quad (31)$$

$$X_{cc} = \frac{\varepsilon_{Xcc}}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} \quad (32)$$

Siendo:

- $\varepsilon_{rcc}$  y  $\varepsilon_{Xcc}$ : Caídas de tensión resistiva e inductiva porcentual del transformador.
- $U_n$  y  $S_n$ : Tensión y potencia nominal del lado del transformador considerado.

Tras esto, la intensidad de cortocircuito se calcula como:

$$I_{cc} = \frac{E_{red}}{Z_{tot}} \quad (33)$$

Con  $Z_{tot}$ :

$$Z_{tot} = \sqrt{(\sum R_i)^2 + (\sum X_i)^2} \quad (34)$$

Con las ecuaciones anteriores se obtiene los valores:

Parámetro	Tramo A	Tramo B
$E_{red}$	381,05 V	12701,7 V
$Z_{red}$	1,369 mΩ	1,257 Ω
$R_{red}$	0,1362 mΩ	0,12507 Ω
$X_{red}$	1,362 mΩ	1,2507 Ω
$Z_{l\text{-aérea\_mt}}$	0,348 mΩ	0,32 Ω

$R_{l_{a\acute{e}rea\_mt}}$	0,293 m $\Omega$	0,269 $\Omega$
$X_{l_{a\acute{e}rea\_mt}}$	0,189 m $\Omega$	0,174 $\Omega$
$Z_{l_{subterr\acute{a}nea\_mt}}$	0,348 m $\Omega$	0,1038 $\Omega$
$R_{l_{subterr\acute{a}nea\_mt}}$	0,1089 m $\Omega$	0,1 $\Omega$
$X_{l_{subterr\acute{a}nea\_mt}}$	0,03 m $\Omega$	0,028 $\Omega$
$Z_{cc\_trafo}$	5,299 m $\Omega$	4,867 $\Omega$
$R_{cc\_trafo}$	0,871 m $\Omega$	0,8 $\Omega$
$X_{cc\_trafo}$	5,227 m $\Omega$	4,8 $\Omega$
$Z_{total}$	7,364 m $\Omega$	6,547 $\Omega$
$R_{total}$	1,4091 m $\Omega$	1,514 $\Omega$
$X_{total}$	6,808 m $\Omega$	2,077 $\Omega$
$I_{cc}$	51,744 kA	1,707 kA

Tabla 22: Cálculo de la corriente de cortocircuito en el tramo C.1

## 8 Línea de Media Tensión de 20 kV.

### 8.1 Clasificación de la línea

El concepto de alta tensión en corriente alterna se aplica de manera general para tensiones mayores a 1kV, pero tradicionalmente se han utilizado una división diferente.

- Media tensión (MT):  $U \leq 45$  kV.
- Alta tensión (AT):  $45 < U < 220$  kV.
- Muy alta tensión (MAT):  $220$  kV  $\leq U$ .

El reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión establece una división por categorías.

- 3ª Categoría:  $1 < U \leq 30$  kV
- 2ª Categoría  $30 < U \leq 66$  kV
- 1ª Categoría:  $66 < U < 220$  kV
- Categoría especial  $U \geq 220$  kV

A parte de estas clasificaciones, se dan una serie de tensiones preferentes para conseguir una homogeneización de la selección de la tensión nominal de la línea por parte de los proyectistas. Estas tensiones preferentes son (en kV): 20,66,132,220 y 400 kV.

Para transportar una potencia activa de 5MW a la distancia de nuestro proyecto, una línea de 20 kV es la opción más sensata.

Otro aspecto a tener en cuenta para posteriores cálculos es el tipo de zona por el que se tiende la línea. El RLAT establece 3 zonas dependiendo de la altitud:

- Zona A:  $h < 500\text{m}$
- Zona B:  $500\text{m} \leq h \leq 1000\text{m}$
- Zona C  $1000\text{m} < h$

Como se ha comentado anteriormente, el establecimiento se encuentra a 700m sobre el nivel del mar, por lo que la línea discurre por una zona B.

## 8.2 Elementos que componen la línea

### 8.2.1 Cables desnudos

En las líneas aéreas se emplean, salvo en algunos tramos singulares, conductores desnudos de aluminio-acero o algunas aleaciones de aluminio como el almelec. El cobre es reservado exclusivamente para zonas con influencia salina.

La temperatura máxima de servicio es de  $85^{\circ}\text{C}$  y en momentos puntuales como cortocircuitos de  $100^{\circ}\text{C}$ . En la actualidad, también nos podemos encontrar con conductores que tienen un núcleo de fibra óptica para telecomunicación, con temperaturas diferentes.

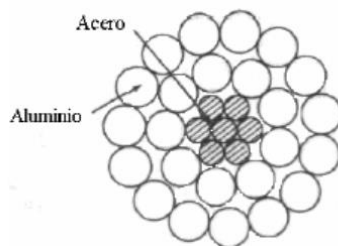


Figura 31: Sección transversal de un conductor desnudo aluminio-acero (Fuente: Apuntes líneas y redes de alta tensión)

### 8.2.2 Apoyos

Los apoyos son, juntos con los conductores, los elementos fundamentales que conforman una línea aérea. Estos pueden ser de diferentes materiales como madera, hormigón o metálicos.

Nuestra línea será constituida por apoyos de perfiles metálicos, pudiéndose distinguir entre estos:

- De presilla: Soportan esfuerzos en punta pero no son capaces de soportar torsión
- De celosía: Capaces de soportar esfuerzos superiores a los de presilla, así como torsión. Sus alturas varían entre 10 y 26m y se designan en catálogos como C-Lnom-h siendo Lnom el esfuerzo en punta y h la altura en metros.



Figura 32: Apoyo de celosía (Fuente: fammsa.com)

En el recorrido encontramos apoyos que realizan funciones diferentes, como son:

- De principio o fin de línea: Se encuentran en los extremos de la línea y su función es soportar el esfuerzo de tracción de los cables.
- De suspensión: utilizan cadenas de aisladores de suspensión, utilizados para la alineación en los tramos rectos de la línea.

### 8.2.3 Aisladores

Los apoyos de la línea, como se ha comentado, son de metal. Los aisladores permiten que no se establezca un contacto entre los conductores y el apoyo metálico, lo que resultaría en una derivación a tierra de toda la corriente circulante, por lo que no seríamos capaces de transportar energía eléctrica.

El nivel de aislamiento que proporcionan los aisladores está especificado en el reglamento de líneas de alta tensión y en la norma UNE EN 60071, que calcularemos posteriormente.

Tradicionalmente se han utilizado aisladores de porcelana y vidrio, pero actualmente se vienen utilizando de materiales plásticos, ya que son más ligeros y pequeños, además de no ser frágiles.

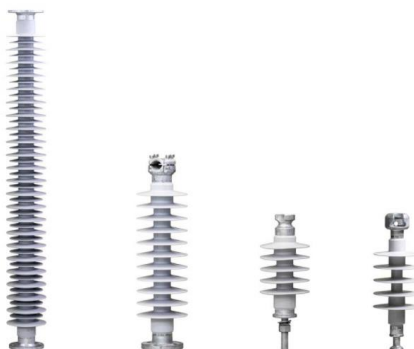


Figura 33: Aisladores poliméricos (Fuente: poinsa.com)

La sujeción del conductor desnudo a los aisladores se realiza con una serie de herrajes como son pinzas de sujeción o de anclaje, así como pasadores, rótulas y espárragos que permiten formar cadenas de aisladores de vidrio, ya que estos vienen de forma individual y debemos adaptarlos según el nivel de aislamiento necesario.

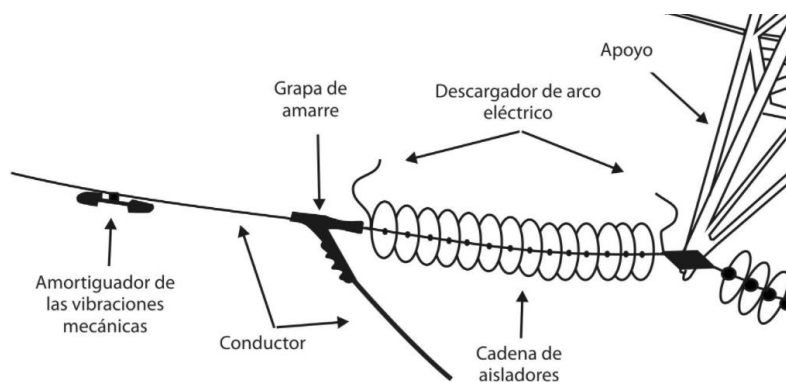


Figura 34: Detalle del montaje de una cadena de aisladores a un apoyo (Fuente: iceditorial.com)

#### 8.2.4 Aparamenta

En las líneas de alta tensión (MT) es muy frecuente encontrar diversos elementos que permiten una operación segura de la misma. Encontramos:

- **Fusibles:** realizan funciones de protección contra cortocircuitos, ya sea entre fases o a tierra. Los más comunes son los fusibles de expulsión (XS), que vienen precedidos por seccionadores. Suelen tener una cápsula eyectable que, en el momento de producirse la actuación, salta y desconecta la línea. Se deben rearmar manualmente.



Figura 35: Fusible de expulsión (Fuente: sandc.com)

- **Pararrayos:** estos elementos son instalados principalmente en los extremos de las líneas aéreas o en el paso de línea aérea a subterránea. Se trata de un elemento de vital importancia, ya que las maniobras en redes de AT y MAT como las que se dan en subestaciones producen sobretensiones que alcanzan valores elevados. Además, como su propio nombre indica, protegen las líneas cuando estas son alcanzadas por un rayo. Su funcionamiento es el de una resistencia variable, en funcionamiento normal se comporta como un circuito abierto debido a que tiene un valor óhmico muy elevado, pero cuando entre sus bornes existe una tensión elevada, pasa a tener un valor resistivo muy pequeño, posibilitando la descarga de la corriente a tierra mediante la puesta a tierra del apoyo.
- **Seccionadores:** Los seccionadores permiten la operación de la línea cuando esta se encuentra descargada, ya que no tienen poder de corte.



Figura 36: Detalle de apoyo con seccionador y pararrayos (Fuente: Google imágenes)

## 8.3 Cálculos eléctricos

### 8.3.1 Selección del conductor

Para la selección del conductor acudimos a la ITC-LAT-07, que establece la selección de un conductor que cumpla la norma UNE-50182.

Designación	Secciones			Equivalencia en cobre	Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal	Carga de rotura	Resistencia en c.c.	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación lineal	Reglamento		Código			
	Aluminio	Acero	Total		Aluminio	Acero	Aluminio	Acero	Alma	Conductor						a 20 °C	E		α	Densidad de corriente	Intensidad de corriente
	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>		n°	n°	mm	mm	mm	mm											
47-AL1/8-ST1A	46,8	7,8	54,6	30	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	189,1	1670	0,613	8100	19,1	3,65	199	5463004			
67-AL1/11-ST1A	67,4	11,2	78,6	42	6	1	3,78	3,78	3,78	11,34	272	1640	0,426	7900	19,1	3,21	252	5463007			
107-AL1/18-ST1A	107	17,9	125,1	67	6	1	4,77	4,77	4,77	14,31	433	2360	0,267	8100	19,1	2,71	339	5463012			
152-AL1/25-ST1A	152	24,7	176,7	96	26	7	2,73	2,12	6,36	17,28	613	3750	0,190	7900	18,9	2,45	433	5463017			
147-AL1/34-ST1A	147,3	34,3	181,6	93	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	676	3680	0,196	8200	17,8	2,37	431	5463020			
242-AL1/39-ST1A	241,7	39,4	281,1	152	26	7	3,44	3,68	8,04	21,80	977	5500	0,119	7900	18,9	2,06	581,2	5463023			
337-AL1/44-ST1A	337,3	43,7	381,0	212	54	7	2,82	2,82	8,46	25,38	1275	8220	0,085	7000	19,3	1,88	719	5463032			
402-AL1/52-ST1A	402,3	52,2	454,5	253	54	7	3,08	3,08	9,24	27,72	1521	10870	0,071	6900	19,3	1,77	806,6	5463035			
483-AL1/33-ST1A	483,4	33,4	516,8	304	45	7	3,70	2,47	7,39	29,59	1600	12400	0,059	6900	20,9	1,72	889	5463038			
485-AL1/63-ST1A	484,5	62,8	547,3	305	54	7	3,38	3,38	10,14	30,42	1832	11800	0,059	7000	19,3	1,64	898	5463041			

Tabla 23: Características de los conductores aéreos (UNE 50182)

Para el cálculo de la intensidad nominal de la línea utilizamos la ecuación:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos \phi} \quad (35)$$

Siendo:

- P: Potencia activa nominal.
- U: Tensión nominal.
- Cos φ: factor de potencia.

Particularizando:

$$I_n = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 20 * 10^3 * 0,9} = 160,37A$$

Seleccionamos el conductor **47-AL1/8-ST1A**, del cual comprobamos que la densidad de corriente nominal admisible es correcta mediante:

$$\delta_{\text{aluminio/acero}} (A/mm^2) = \delta_{\text{aluminio}} * F_{\text{alum-acero}} \quad (36)$$

De manera que se corrige la densidad de corriente del cable de aluminio-acero tomando la densidad del cable de aluminio y multiplicando por un coeficiente corrector.

$$\delta_{\text{aluminio/acero}} (A/mm^2) = 3,89 * 0,937 = 3,645 A/mm^2$$

De manera que la intensidad máxima circulante por el cable podrá ser:

$$I_{\text{máx}} = \delta_{\text{aluminio/acero}} * S_{\text{Conductor}} = 3,645 * 54,6 = 199,02 A \quad (37)$$

Se cumple la condición:



$$I_{\text{máx}} > I_n \quad (38)$$

### 8.3.2 Parámetros eléctricos de la línea

Para un correcto dimensionamiento de la línea, es imprescindible contar con un modelo matemático que proporcione unos buenos resultados. Existen diferentes modelos dependiendo de la precisión que busquemos. Así, tenemos el modelo de línea inductiva, modelo de cuadripolo equivalente ya sea en pi o en T.

Para líneas cortas como la que nos ocupa (menos de 1km de longitud) el modelo inductivo es suficientemente preciso. Si se dimensionaran líneas de más de 200 km de longitud se tendrían que considerar las ecuaciones generales de las líneas eléctricas conocidas como la teoría de las grandes líneas.

Los parámetros necesarios serán pues, la reactancia y la resistencia efectiva de la línea.

Para el cálculo de la resistencia efectiva se utiliza la norma UNE 21144 que proporciona las ecuaciones:

$$R_{ef} = R_{cc}(1 + y_s) \quad (39)$$

$$R_{cc} = \rho * \frac{1}{S} \quad (40)$$

$$y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8 * X_s^4} \quad (41)$$

$$X_s^2 = \frac{10^{-7} * f * 8 * \pi * k_s}{R_{cc}} \quad (42)$$

Siendo:

- $R_{ef}$ : Resistencia eficaz de la línea
- $R_{cc}$ : Resistencia en corriente continua del conductor.
- $k_s$ : Toma valor 1 para cables circulares cableados.

Calculando para el conductor a 90°C:

$$R_{cc} = \frac{1}{27,8} * \frac{1}{54,6} = 6,588136 * 10^{-4} \frac{\Omega}{m}$$

$$X_s^2 = \frac{10^{-7} * 50 * 8 * \pi * 1}{6,588136 * 10^{-4}} = 0,19074$$

$$y_s = \frac{0,19074^2}{192 + 0,8 * 0,19074^2} = 1,8946 * 10^{-4}$$

$$R_{ef} = 6,588136 * 10^{-4} * (1 + 1,8946 * 10^{-4}) = 6,5894 * 10^{-4} \frac{\Omega}{m}$$

Para el cálculo de la inductancia aparente mediante la cual se consigue la reactancia, se utiliza:

$$L_{ap} = \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln\left(\frac{D_g}{g}\right) \quad (43)$$

Siendo:

- $D_g$ : Distancia media geométrica
- $g$ : Radio medio geométrico

El cálculo de  $g$  se obtiene con la expresión:

$$g = r * e^{\frac{-1}{4}} \quad (44)$$

Siendo  $r$  el radio del conductor. Sustituyendo:

$$g = 4,168 * e^{\frac{-1}{4}} = 3,247 \text{ mm}$$

Para el cálculo de la distancia media geométrica se conocen las distancias de las crucetas a emplear:

- $a = 2 \text{ m}$ .
- $b = 0.55 \text{ m}$ .
- $d = 1 \text{ m}$ .

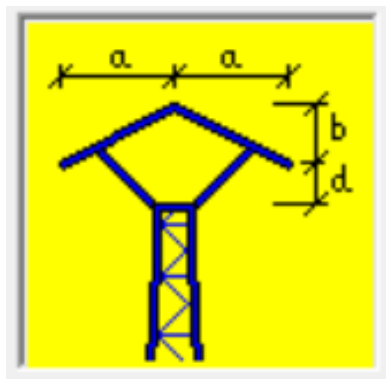


Figura 37: Distancias de la cruceta de bóveda simple(Fuente: dmelect)

Las distancias entre fases  $D_{ab}$ ,  $D_{ac}$  y  $D_{bc}$ , siendo  $a$  la fase que se encuentra centrada en el triángulo son:

$$D_{ab} = D_{ac} = \sqrt{(d + b)^2 + a^2} \quad (45)$$

$$D_{bc} = 2a \quad (46)$$

Sustituyendo para los valores de la cruceta:

- $D_{ab} = 2,53 \text{ m}$
- $D_{ac} = 2,53 \text{ m}$
- $D_{bc} = 4 \text{ m}$

La media geométrica es:

$$D_g = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{ac} * D_{bc}}$$

Sustituyendo:

$$D_g = \sqrt[3]{2,53 * 2,53 * 4} = 2,95 \text{ m}$$

Sustituyendo en la Ecuación (54)

$$L_{ap} = \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln\left(\frac{2,95}{3,247 * 10^{-3}}\right) = 1,362 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$$

Particularizando para la distancia de la línea (408m):

- $R = 0,269 \Omega$
- $L = 0,555 \text{ mH}$

El valor de la reactancia se obtiene a partir de la inductancia como:

$$X_l = \omega * L \tag{47}$$

Siendo  $\omega$  la pulsación de la línea ( $100\pi$ )

- $X_l = 0,174 \Omega$

Longitud (m)	R ( $\Omega$ )	$X_l$ ( $\Omega$ )
408	0,269	0,174

Tabla 24: Parámetros de la línea aérea

### 8.3.3 Caída de tensión y pérdida de potencia

La caída de tensión se definió anteriormente en la Ecuación (18)

R ( $\Omega$ )	$X_l$ ( $\Omega$ )	S (MVA)	fdp	U(%)
0,269	0,174	5	0,8	0,44
0,269	0,174	5	1	0,37
0,269	0,174	5	-0,8	0,154

Tabla 25: Caída de tensión para distintos factores de potencia

La pérdida de potencia activa se determina con:

$$\Delta P = 3 * R * I^2 \tag{48}$$

Sustituyendo:

$$\Delta P = 3 * 0,269 * 160,37^2 = 20,75 \text{ kW}$$

### 8.3.4 Selección del fusible de expulsión

El fusible de expulsión, como se comenta en el apartado 8.2.4, protege a la línea frente a cortocircuitos y sobrecargas. Para su correcta selección se calcula la corriente de cortocircuito máxima, que se dará en el entronque subterráneo-aéreo. En el cálculo de los parámetros de la línea se emplean las ecuaciones (27),(28),(29),(30),(31),(32),(33)y(34).

Parámetro	Tramo B
$U_n$	20 kV
$E_{red}$	12701,7 V
$Z_{red}$	1,257 $\Omega$
$R_{red}$	0,12507 $\Omega$
$X_{red}$	1,2507 $\Omega$
$Z_{l_{aérea\_mt}}$	0,32 $\Omega$
$R_{l_{aérea\_mt}}$	0,269 $\Omega$
$X_{l_{aérea\_mt}}$	0,174 $\Omega$
$Z_{total}$	1,577 $\Omega$
$I_{cc}$	8,054 kA

Tabla 26: Intensidad de cortocircuito línea aérea

Se selecciona el fusible Bussman 25KB100

### 8.3.5 Selección del descargador de sobretensiones

Se procede al cálculo del descargador de sobretensiones o pararrayos a utilizar.

El primer paso es calcular la tensión de servicio continuo  $U_c$ , que tiene en cuenta la máxima tensión que se puede dar en una operación normal de la red y el tipo de conexión de los transformadores que existen en dicha red. Para una red con neutro a tierra y eliminación automática de los defectos como la que nos ocupa, calculamos:

$$U_c \geq 1,05 * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (49)$$

Siendo  $U_s$  la tensión más elevada de la red (24kV).

Por lo que, particularizando:

$$U_c \geq 1,05 * \frac{24}{\sqrt{3}} = 14,55 \text{ kV}$$

Se calcula ahora la tensión asignada del descargador  $U_r$ .

$$U_r \geq \alpha * U_{tm} \quad (50)$$

Siendo:

- $\alpha$ : coeficiente de seguridad, suele tomar valores entre 1,05 y 1,15
- $U_{tm}$ : máxima sobretensión temporal prevista.

Se debe tener en cuenta que los descargadores no son capaces de limitar sobretensiones permanentes, por lo que únicamente se realiza un estudio de las máximas sobretensiones temporales y de impulso tipo rayo que pueden aparecer.

### Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son aquellas de frecuencia industrial normalizadas, de corta duración, con un valor eficaz igual al valor máximo asignado a las sobretensiones temporales. Se debe tener en cuenta el valor y la duración de la sobretensión, la cual debe ser menor que la soportada por el aislamiento.

Se tienen en cuenta las sobretensiones debidas a:

- Faltas a tierra, debidas a cortocircuitos de fase-tierra.
- Pérdida de carga.

Empezando con las faltas a tierra, normalmente se da el defecto de una fase a tierra, produciendo una sobretensión en las otras fases sanas.

$$U_{fase-tierra} = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,4 * \frac{24}{\sqrt{3}} = 19,4 \text{ kV} \quad (51)$$

El factor k se elige 1,4 debido a que consideramos que la subestación de conexión tiene el neutro conectado a tierra de manera rígida.

Las pérdidas de carga producen sobretensiones fase-tierra y entre fases:

$$U_{fase-tierra} = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} = 1,5 * \frac{24}{\sqrt{3}} = 19,4 \text{ kV} \quad (52)$$

$$U_{fase-fase} = k * U_s = 1,5 * 24 = 36 \text{ kV} \quad (53)$$

Estas sobretensiones calculadas se conocen como sobretensiones representativas  $U_{rp}$ . Una vez calculadas se procede al cálculo de la sobretensión soportada de coordinación  $U_{CW}$ . Para las sobretensiones temporales anteriores  $U_{rp} = U_{CW}$ , por lo que únicamente resta calcular la  $U_{CW}$  para sobretensiones producidas por el impacto de un rayo.

Para el caso del impacto de un rayo, un parámetro importante es la capacidad de absorción de energía del pararrayos. Las fórmulas necesarias para estimarlo dependen de una gran cantidad de relaciones de las que no conocemos sus parámetros, con lo que suponemos que se cumple el criterio de absorción de energía y el descargador no se quemará en su funcionamiento. La tensión soportada de coordinación se calcula como:

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{N_l} * \frac{l}{L_{sp} + L_f} \quad (54)$$

Siendo:

- Upl: nivel de protección a impulso tipo rayo. Se corresponde con la tensión residual en bornes cuando el pararrayos está derivando la corriente nominal  $I_n=10kA$ .
- A: parámetro dependiente de la naturaleza de la línea
- Nl: número de líneas.
- Lsp: longitud del vano
- Lf: tramo de longitud de línea para que la tasa anual de fallos sea aceptable.

Las consideraciones realizadas para la correcta selección de los parámetros son:

- Se trata de una línea de distribución con las crucetas puestas a tierra, por lo que según la norma UNE 60099-5,  $A=900$ .
- El elemento al que protegerá el pararrayos será el tramo de media tensión enterrado, desde el transformador hasta el entronque con la línea aérea.

El cálculo de Lf se obtiene de la ecuación:

$$L_f = \frac{R_a}{N_{cb}} \quad (55)$$

Siendo:

- Ra: tasa de fallo aceptable. Establecemos este valor como 0,0025
- Ncb: tasa anual total de cebados. Este valor es 0,02

Por lo tanto:

$$L_f = \frac{0,0025}{0,02} = 125m$$

Así pues, volviendo al cálculo de  $U_{CW}$ , se sustituye en la Ecuación (54):

$$U_{CW} = 62,2 * 10^3 + \frac{900}{1} * \frac{15}{150 + 125} = 62,25kV$$

La norma exige la comprobación de la siguiente relación:

$$\frac{U_{rw}}{U_{CW}} \geq 1,25 \quad (56)$$

$U_{rw}$  se define como la tensión soportada específica mayor, en este caso 125 kV.

$$\frac{U_{rw}}{U_{CW}} \geq 1,25 = \frac{125}{62,2} = 2$$

El último paso es asegurar que la línea de fuga del pararrayos sea suficiente. La calculamos con la ecuación:

$$l_{fuga\_mín} = U_s * l_e \quad (57)$$

Siendo:

- $l_e$ : línea de fuga por kV definida en función del grado de contaminación. En este caso 17mm/kV.

$$l_{fuga\_mín} = 24 * 17 = 408 < 1320$$

Ya tenemos seleccionado de forma correcta el pararrayos para nuestra línea.

Tensión asignada. Tension Assignée. Ur (KV)	Tensión funcionamiento continuo. Tension de service permanent. Uc (KV)	Referencia. Référence.	Tensión residual. Tension résiduelle. Ures (KV)		Dimensiones. Dimensions.		Línea de fuga* Ligne de fuite*	Peso. Poids. Kg.
			10 KA 8/20 msg	10 KA 0,5 msg	A mm.	B mm.		
3	2,55	214203-CLBC	11	12.5	140	108	391	1.42
6	5,1	214205-CLBC	22	25	140	108	391	1.42
9	7,65	214208-CLBC	30	34	140	108	391	1.42
10	8,4	214209-CLBC	32	36.5	140	108	391	1.42
12	10,2	214210-CLBC	38.5	43.5	140	108	391	1.42
12	10,2	214211-CVBC	38.5	43.5	216	152	660	1.94
15	12,7	214213-CVBC	48	54.2	216	152	660	1.94
18	15,3	214215-CVBC	57.5	65	216	152	660	2.22
21	17	214217-CVBC	61.5	69.5	216	152	660	2.22
21	17	214218-CVBC	64	73	274	152	782	2.79
24	19,5	214220-CVBC	77	87	274	152	782	2.79
24	19,5	214221-CVBC	77	87	437	152	1320	3.84
27	22	214222-CVBC	86.5	97.7	437	152	1320	3.84
30	24,4	214224-CVBC	96	108.4	437	152	1320	3.84
36	29	214230-CVBC	115	130	437	152	1320	4.39
39	31,5	214231-CVBC	121.5	137	437	152	1320	4.39
45	36	214236-CVBC	144	162.6	643	152	1981	5.82
48	39	214240-CVBC	153.5	173.4	643	152	1981	5.82

Tabla 27: Catálogo de pararrayos (Fuente: iberapa.es)

### 8.3.6 Puesta a tierra de los apoyos

El diseño de la puesta a tierra de los apoyos se realiza en base a la ITC-LAT-07 y el documento de Iberdrola MT 2.23.35-Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV.

En cuanto a la clasificación de los apoyos, se considera que los apoyos de principio y fin de línea se corresponden con apoyos frecuentados con calzado, ya que se encuentran en una propiedad en la que existen operarios cualificados que siempre llevan calzado.

El resto de apoyos se considera como no frecuentado debido a que discurren por parcelas agrarias no frecuentadas.

#### Apoyos no frecuentados

Para el correcto dimensionado de la puesta a tierra se va a seguir el siguiente diagrama de flujo dibujado por Carlos Roldán Blay en el que se citan las tablas del documento de Iberdrola.

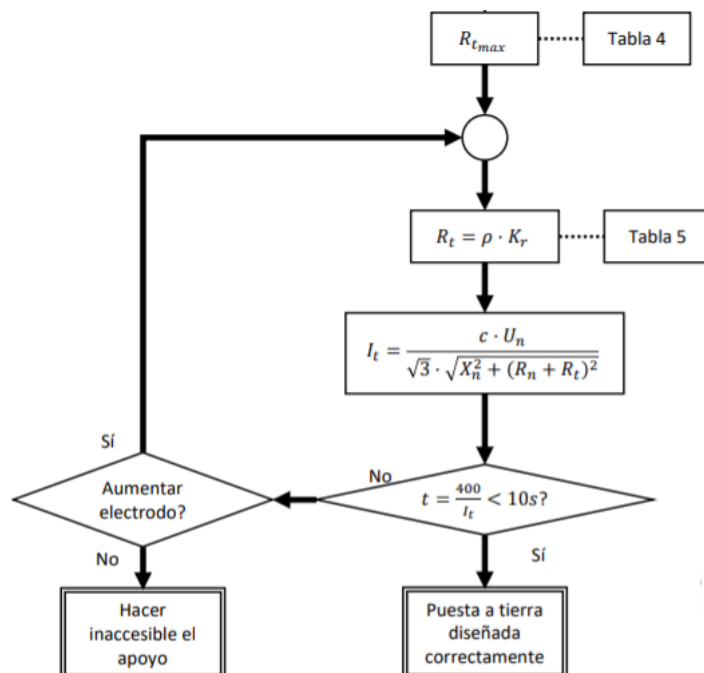


Figura 38: Diagrama de flujo cálculo apoyos no frecuentados (Carlos Roldán Blay)

Como se observa en el diagrama, para el cálculo de apoyos no frecuentados se considera en primera instancia que la resistencia a tierra del apoyo debe estar acotada como máximo por un valor para garantizar una intensidad de defecto a tierra suficientemente alta para que actúen de forma conveniente las protecciones en caso de defecto.

Según la Tabla 4 del documento, el valor de resistencia de puesta a tierra máxima para una tensión nominal de 20kV es:

Tensión nominal de la red $U_n$ (kV)	Máximo valor de la resistencia de puesta a tierra ( $\Omega$ )
13,2	150
15	175
20	230

Tabla 28: Tabla 4 MT 2.23.35

$$R_{t\text{máx}} = 230 \Omega$$

En la Tabla 5 se dan los coeficientes de puesta a tierra  $K_r$  para apoyos no frecuentados:



Electrodo	$K_r$ $\left(\frac{\Omega}{\Omega.m}\right)$
Configuración básica (1 pica)	0,604
Variante con 2 picas	0,244
Variante con 3 picas	0,167

Tabla 29: Tabla 5 MT 2.23.35

Con estos datos se puede comprobar si se cumple la condición del valor máximo de puesta a tierra utilizando la ecuación:

$$R_t = \rho * K_r \quad (58)$$

Siendo:

- $\rho$ : Resistividad del terreno en  $\Omega m$

Así, utilizando la variante con 2 picas y una resistividad de 400  $\Omega m$  sacada de bibliografía:

$$R_t = \rho * K_r = 400 * 0,244 = 97,6 \Omega$$

El siguiente paso es el cálculo de la intensidad de defecto circulante por la tierra del apoyo para asegurar la actuación de las protecciones. Esta intensidad depende, como se observa en la figura, de la reactancia equivalente de puesta a tierra de la subestación y de la resistencia  $R_t$ :

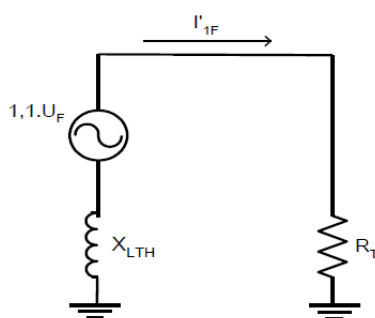


Figura 39: Equivalente de Thevenin para el cálculo de la intensidad máxima de defecto

Resolviendo el circuito, la intensidad circulante  $I_t$  se obtiene como:

$$I_t = \frac{1,1 * U_n}{\sqrt{3} * \sqrt{X_{LTH}^2 + R_t^2}} \quad (59)$$

Siendo:

- $U_n$ : Tensión nominal de la línea.
- $X_{LTH}$ : Reactancia equivalente de la subestación. Este valor se puede consultar en la Tabla 8 del documento de Iberdrola. Para una tensión nominal de 20 kV y un tipo de puesta a tierra en zig-zag 500A, el valor de  $X_{LTH} = 25,4 \Omega$ , siendo la corriente máxima de defecto 500 A.

Resolviendo:

$$I_t = \frac{1,1 * 20 * 10^3}{\sqrt{3} * \sqrt{25,4^2 + 97,6^2}} = 125,95A$$

Se comprueban las condiciones impuestas por el apartado 7.3.4.3 de la ITC LAT-07 del RLAT:

- El tiempo de actuación de las protecciones es inferior a 1 s (para la corriente máxima de defecto a tierra).
- Para un valor de intensidad de defecto calculada, el tiempo de actuación de la protección debe ser inferior a 10s.

$$t = \frac{400}{I} \quad (60)$$

Por lo que:

$$t_{Imáx} = \frac{400}{I_{máx}} = \frac{400}{500} = 0,8s < 1$$

$$t_{It} = \frac{400}{I_t} = \frac{400}{129,91} = 3,17s < 10$$

Se cumplen todas las condiciones, por lo que la puesta a tierra está **correctamente dimensionada**.

La configuración física de la puesta a tierra se muestra en la Figura 40:

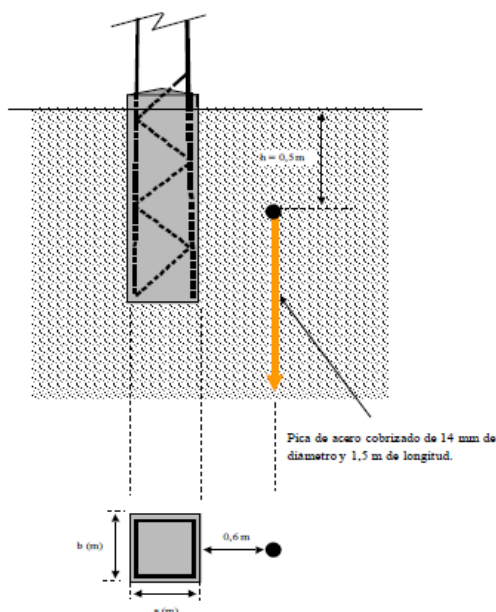


Figura 40: Configuración de la puesta a tierra en apoyos no frecuentados(Fuente: documento MT Iberdrola)

Apoyos frecuentados con calzado

En el caso de los apoyos frecuentados con calzado, el cálculo requiere de más variables a tener en cuenta, ya que, al transitar personas en el área, se debe asegurar que no se producen tensiones de paso ni de contacto perjudiciales, de forma que el apoyo sea seguro. El esquema a seguir es:

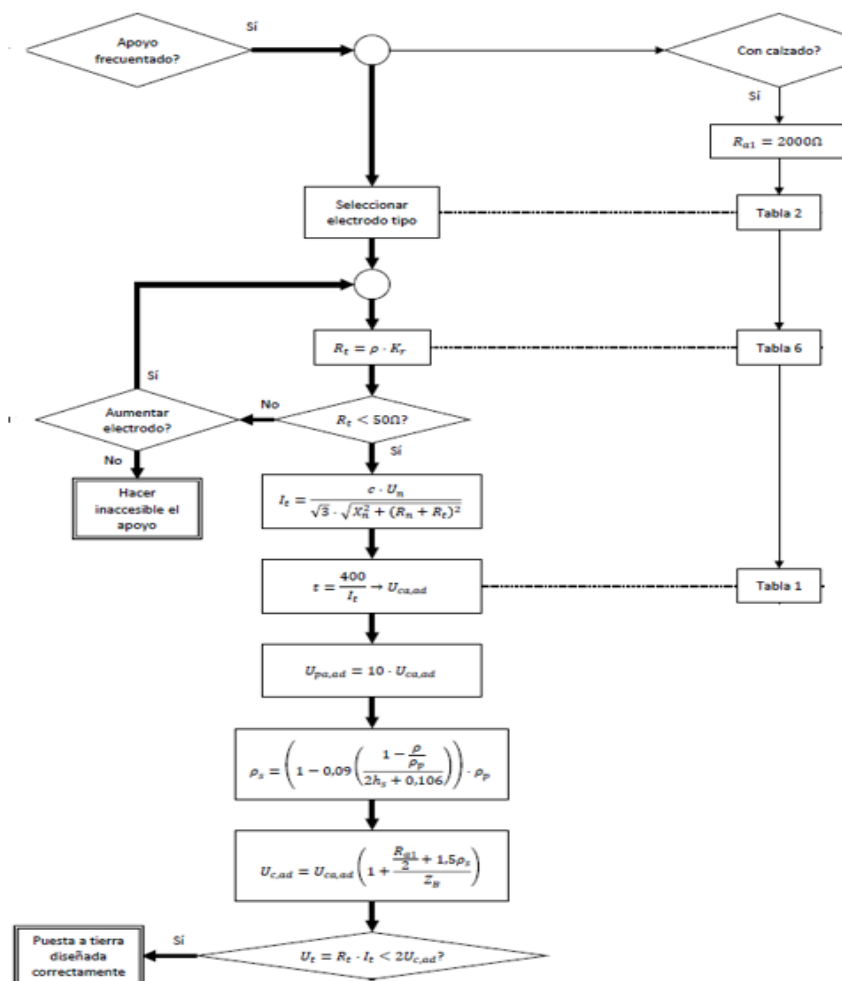


Figura 41: Diagrama de flujo cálculo puesta a tierra apoyos frecuentados (Carlos Roldán Blay)

La puesta a tierra depende, según el documento, de las dimensiones de la zapata de los apoyos. Estos apoyos cuentan con unas zapatas monobloque de dimensiones:

- Apoyo de inicio de línea: 1,21x1,21m
- Apoyo de fin de línea : 1,28x1,28m

Se adopta, según la Tabla 2 del documento de cálculo de Iberdrola, el tipo de electrodo CPT-LA-32/0,5. Esta configuración se corresponde con un electrodo de dimensiones 3,2x3,2m.

Para esta configuración se calcula la resistencia de puesta a tierra igual que en el caso de apoyos inaccesibles. En la Tabla 6 del documento de cálculo se obtiene:

$$K_r = 0,113 \Omega / (\Omega \cdot m)$$

Se comprueba que:

$$R_t = \rho \cdot K_r = 45,2 \Omega < 50$$

Para esta resistencia se calcula la corriente de defecto a tierra con la Ecuación (59) :

$$I_t = \frac{1,1 * 20 * 10^3}{\sqrt{3} * \sqrt{25,4^2 + 45,2^2}} = 244,98A$$

Se calcula la duración de la falta para esta intensidad de defecto:

$$t = \frac{400}{278,8} = 1,63s$$

Con este valor se entra a la Tabla 1 y se obtiene el valor admisible de la tensión de contacto aplicada:

$$U_{ca, adm} = 100V$$

La tensión admisible de paso aplicada es:

$$U_{pa, adm} = 1000V$$

Se considera que existe una acera de hormigón con una profundidad de 15cm como se muestra en la Figura. Se corrige el valor de resistividad con la expresión:

$$\rho_s = \left( 1 - 0,09 \left( \frac{1 - \frac{\rho}{\rho_p}}{2h_s + 0,106} \right) \right) \cdot \rho_p \quad (61)$$

Siendo:

- $\rho_s$ : Resistividad del pavimento corregida
- $\rho_p$ : Resistividad del pavimento
- $\rho$ : Resistividad del terreno.
- $h_s$ : Profundidad del pavimento de hormigón

Sustituyendo con  $h_s = 0,15$  y  $\rho_p = 3000$ :

$$\rho_s = 2423,64 \Omega m$$

El siguiente paso es calcular la tensión de contacto admisible. Esta se calcula como:

$$U_{c,ad} = U_{ca,ad} \left( 1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{Z_B} \right) \quad (62)$$

Con:

- $Z_B = 1000 \Omega$
- $R_{a1} = 2000 \Omega$

Sustituyendo:

$$U_{c,ad} = 100 \left( 1 + \frac{1000 + 1,5 * 2432,64}{1000} \right) = 564,9V$$

Para que la tierra esté correctamente diseñada se debe cumplir:

$$U_t = R_t * I_t < 2U_{c,adm} \quad (63)$$

$$U_t = 45,2 * 278,8 = 12601,76 V > 2U_{c,adm}$$

Como el diseño de la puesta a tierra con esta condición **no cumple**, se pasa a comprobar otras condiciones según el diagrama de flujo:

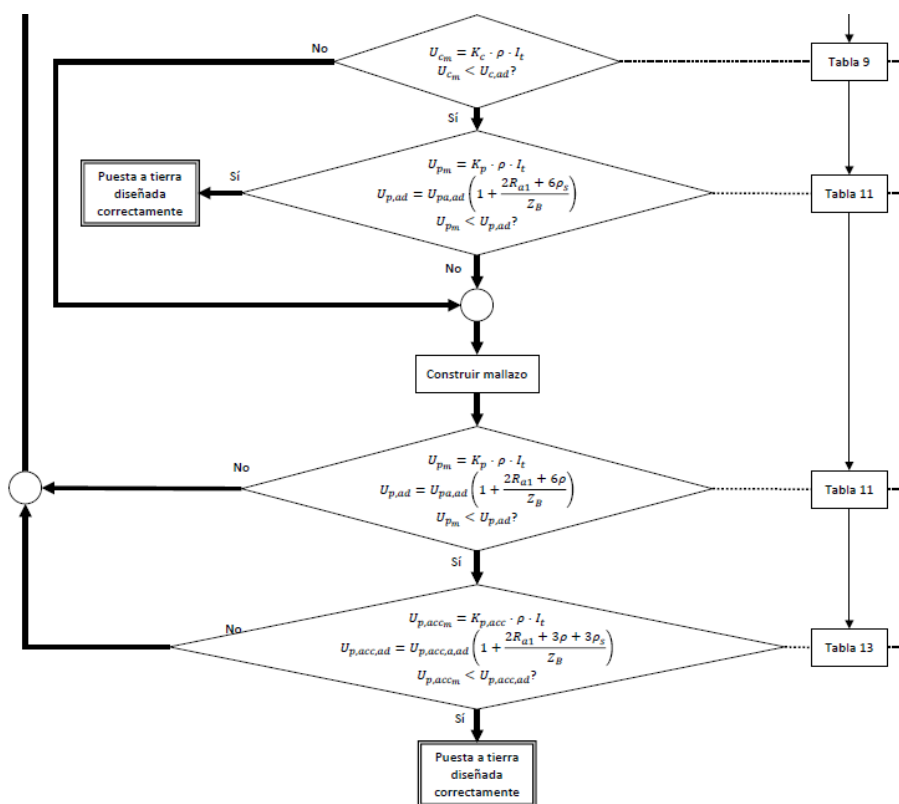


Figura 42: Diagrama cálculo puesta a tierra apoyos (Carlos Roldán Blay)

La Tabla 9 del documento de cálculo proporciona:

$$K_c=0,035$$

Por lo tanto:

$$U_{cm} = K_c * \rho * I_t = 0,035 * 400 * 278,8 = 3903,2 \text{ V} \quad (64)$$

Comprobando la condición:

$$U_{cm} < U_{c,adm} \quad (65)$$

$$3903,2 > 564,9 \text{ V}$$

Al no cumplirse la condición, se debe construir un mallazo equipotencial.

Entrando en la Tabla 11 del documento se obtiene:

$$K_p = 0,023$$

$K_p$  es el coeficiente de tensión de paso para los dos pies en el terreno. Se calcula siguiendo con el diagrama de flujo:

$$U_{pm} = K_p * \rho * I_t = 2564,96 \text{ V} \quad (66)$$

$$U_{p,ad} = U_{pa,ad} \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{Z_B} \right) \quad (67)$$

$$U_{p,ad} = 7400 \text{ V}$$

Se cumple la condición:

$$U_{pm} < U_{p,ad} \quad (68)$$

$$2564,96 < 7400 \text{ V}$$

Ahora se comprueba la tensión de acceso, definiéndose esta como la tensión de paso que aparece cuando se tiene un pie en el terreno y otro en la acera de hormigón. Entrando en la Tabla 13 del documento:

$$K_{p,acc} = 0,065$$

Por lo que:

$$U_{p,acc} = K_{p,acc} * \rho * I_t = 7248,8 \text{ V} \quad (69)$$

Utilizando  $U_{p,acc}$  en la Ecuación (70):

$$U_{p,acc,ad} = U_{p,acc,a,ad} \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 3\rho + 3\rho_s}{Z_B} \right) \quad (70)$$

Sustituyendo:

$$U_{p,acc,ad}=15200 \text{ V}$$

Para comprobar si ahora la puesta a tierra está correctamente diseñada falta comprobar la condición:

$$U_{p,acc} < U_{p,acc,ad} \tag{71}$$

$$7248,8 < 15200 \text{ V}$$

Por lo que la puesta a tierra está **correctamente diseñada**.

La puesta a tierra del apoyo queda como lo indicado en la Figura 34

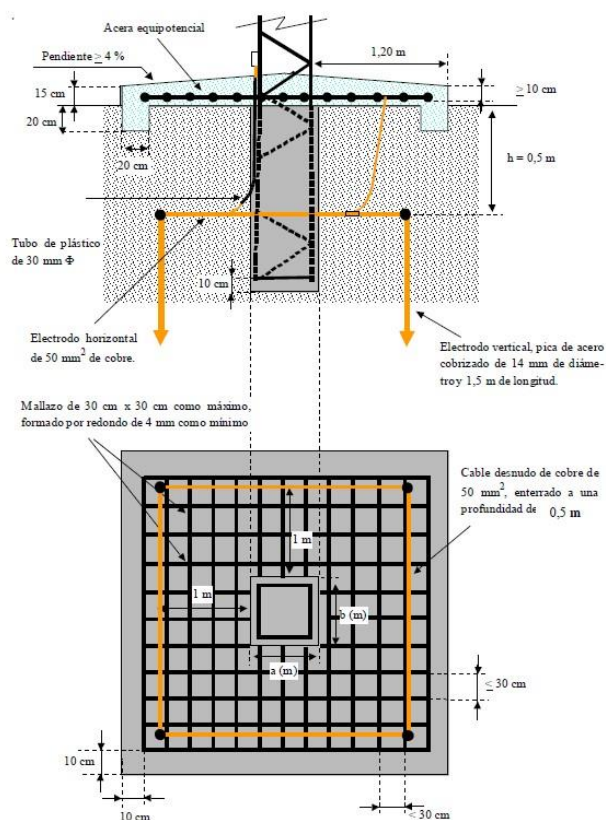


Figura 43: Detalle de la puesta a tierra de apoyo con mallazo (Fuente: documento MT Iberdrola)

## 8.4 Cálculos mecánicos

Para el correcto dimensionado de una línea eléctrica, el cálculo mecánico es fundamental, pues los conductores y apoyos se ven sometidos a diferentes esfuerzos que tendrán que soportar. Para su dimensionado se sigue lo establecido en el RLAT.

### 8.4.1 Datos del conductor

Conocer los datos mecánicos del conductor es fundamental para la realización de los cálculos. Estos son para el conductor **47-AL1/8-ST1A**:

- Sección: 54,6 mm<sup>2</sup>.
- Diámetro: 9,45 mm.
- Carga de Rotura T<sub>rot</sub>: 1640 daN.
- Módulo de elasticidad E: 7900 daN/ mm<sup>2</sup>.
- Coeficiente de dilatación lineal  $\alpha$ :  $19,1 * 10^{-6}$ .
- Peso propio  $\delta_{\text{peso}}$ : 0,185 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga de viento  $\delta_{\text{peso+viento}}$ : 0,596 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga con la mitad del viento  $\delta_{\text{peso+viento}/2}$  : 0,339 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga de hielo (Zona B)  $\delta_{\text{hielo}}$ : 0,738 daN/m.
- Peso propio más sobrecarga de hielo (Zona C): 1,292 daN/m.

Se debe tener en cuenta que en los cálculos se establecerá un coeficiente de seguridad de 3.

### 8.4.2 Hipótesis más desfavorable y EDS

El RLAT establece que se debe comprobar la hipótesis más desfavorable y dimensionar según esta. Se establecen según la zona en la que nos encontramos. Para la zona B:

Zona B			
Hipotesis	Temperatura	Viento	Hielo
B1	-10°C	120 km/h	No aplica
B2	-15°C	No aplica	$0,18 * \sqrt{d}$ daN/m

Tabla 30: Hipótesis de cálculo

Como se observa en la tabla, para la zona B existen dos hipótesis más desfavorables, por lo que el primer paso consiste en determinar cuál es realmente la más desfavorable para nuestro caso. Para ello empezamos con los cálculos necesarios suponiendo que la B1 es la más desfavorable.

Los parámetros necesarios son:

- $\delta_1 = \sqrt{\delta_{\text{peso}}^2 + \delta_{\text{viento}}^2} = 0,596$  daN/m
- $\Theta_1 = -10^\circ\text{C}$
- $\omega_1 = \delta_1/S = 0,596/54,6 = 0,011$  daN/(m\*mm<sup>2</sup>)
- $T_1 = T_{\text{rot}}/C_{\text{seg}} = 1640/3 = 546,66$  daN
- $\sigma_1 = T_1/S = 546,66/54,6 = 10,012$  daN/mm<sup>2</sup>

Con estos parámetros queda definido completamente el conductor. Para comprobar si la hipótesis 2 es más desfavorable que la 1, recurrimos a la ecuación de cambio de condiciones, que permite



establecer la condiciones en las que estaría trabajando el conductor definido anteriormente si en lugar de someterse a la hipótesis 1 se somete a la 2. La ecuación de cambio de condiciones es la siguiente:

$$\frac{a^2}{24} * \left( \frac{\omega_2^2}{\sigma_2^2} - \frac{\omega_1^2}{\sigma_1^2} \right) = \alpha * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{E} \quad (72)$$

Siendo  $a$  el vano de regulación.

Como se aplica esta ecuación a un conjunto de vanos limitado por dos apoyos de principio y fin de línea, también llamado cantón, cada vano posee una longitud diferente. Esto hace que el vano de regulación a se calcule de la siguiente manera:

$$a = \sqrt{\frac{\sum_k a_k^3}{\sum_k a_k}} \quad (73)$$

Los parámetros para la hipótesis B2 son:

- $\delta_2 = \delta_{\text{peso}} + \delta_{\text{hielo}} = 0,738 \text{ daN/m}$
- $\theta_1 = -15^\circ\text{C}$
- $\omega_2 = \delta_2/S = 0,738/54,6 = 0,0135 \text{ daN}/(\text{m} * \text{mm}^2)$

El parámetro  $\sigma_2$  se obtiene resolviendo la ecuación de cambio de condiciones con un método iterativo como es el de Gauss-Seidel.

$$\sigma_2 = 10,454 \text{ daN/mm}^2$$

Por lo que:

$$T_2 = \sigma_2 * S = 570,79 \text{ daN}$$

$$C_{\text{seg}_2} = T_{\text{rot}}/T_2 = 2,87$$

Como se observa en los resultados, el coeficiente de seguridad en la hipótesis B2 es menor que en la B1, por lo que la hipótesis más desfavorable es la B2.

Una vez determinada la hipótesis más desfavorable, se comprueba también la EDS (Every Day Stress) o tensión de cada día, siendo esta una hipótesis definida para Valencia como un día sin viento a  $15^\circ\text{C}$ . Se debe comprobar que la tensión de EDS es como máximo un 15% de la de rotura.

- $\delta_{\text{EDS}} = \delta_{\text{peso}} = 0,185 \text{ daN/m}$
- $\theta_{\text{EDS}} = 15^\circ\text{C}$
- $\Omega_{\text{EDS}} = \delta_{\text{EDS}}/S = 0,185/54,6 = 0,003389 \text{ daN}/(\text{m} * \text{mm}^2)$

Utilizando la ecuación de cambio de condiciones Ecuación (73):

- $\sigma_2 = 4,264 \text{ daN/mm}^2$

-  $T_{EDS} = \sigma_2 * S = 232,81 \text{ daN}$

Se comprueba que se satisface el requerimiento ya que:

$$T_{EDS}/T_{rot}=14,2\%$$

Una vez comprobado, se puede calcular la flecha que tendrá el conductor suspendido para cualquier hipótesis calculada utilizando las ecuaciones:

$$h = \frac{T}{\delta} = \frac{\sigma}{\omega} \tag{74}$$

$$f = h * \left( \cosh \frac{a}{2h} \right) - 1 \tag{75}$$

Siendo:

- h: distancia ficticia desde el punto más bajo de la catenaria al origen de coordenadas. Físicamente representa el cociente entre el esfuerzo tangencial del cable y la carga que tiene que soportar.
- f: flecha (m)

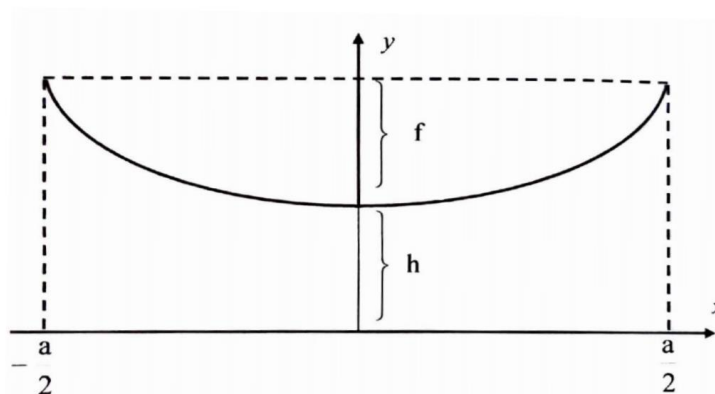


Figura 44: Curva de una catenaria (Apuntes de líneas y redes de alta tensión, Carlos Roldán Porta & Carlos Roldán Blay)

La finalidad del cálculo de estos parámetros y comprobaciones es la obtención de la tabla de tendido. Esta tabla se trata de un elemento fundamental para el tendido de las líneas, ya que se representa la tensión de tendido del conductor para distintas temperaturas, en presencia o no de viento.

### 8.4.3 Elección y cálculo de apoyos y crucetas

En la ITC-LAT-07 se encuentran, al igual que en el apartado anterior, las hipótesis de cálculo de apoyos según la zona de tendido. En cuanto al tipo de apoyo se elige de celosía. La cruceta se selecciona de bóveda normal. El resultado del cálculo de esfuerzos se resume en la siguiente tabla. Las ecuaciones utilizadas para el cálculo se presentan en el Anexo de cálculo.

Apoyo	Tiipo	Constitución	Coef seg	Altura total (m)	Esf nominal (daN)	Esfuerzo vertical s Tors (daN)	Esf Vertical c Tors (daN)	Esf Torsión (daN)	Dist torsión (m)
1	Fin Línea	Celosia recto	R	10	3000	800	800	1400	1.5
2	Alin. Susp.	Celosia recto	R	12	500	600	600	500	1.5
3	Alin. Susp.	Celosia recto	N	12	500	600	600	500	1.5
4	Fin Línea	Celosia recto	N	14	2000	600	600	1400	1.5

Tabla 31: Tipo de apoyos de la línea

Apoyo	Tipo	Constitución	Montaje	D cond cruceta (m)	Brazo superior (m)	Brazo medio (m)	D vert brazos (m)	Peso (daN)
1	Fin Línea	Celosia recto	Boveda	1.57	1.5	0.45	0.75	180
2	Alin. Susp.	Celosia recto	Boveda	2.07	2	0.55	1	195
3	Alin. Susp.	Celosia recto	Boveda	2.07	2	0.55	1	195
4	Fin Línea	Celosia recto	Boveda	1.57	1.5	0.45	0.75	180

Tabla 32: Dimensiones de las crucetas de los apoyos

Apoyo	Tipo	Hipótesis 1ª (Viento)				Hipótesis 2ª (Hielo)			
		(-5:A/-10:B/-15:C)°C+V				(-15:B/-20:C)°C+H			
		V (daN)	T (daN)	L (daN)	Lt (daN)	V (daN)	T (daN)	L (daN)	Lt (daN)
1	Fin Línea	36.2	128	1364.4		101.9		1625.3	
2	Alin. Susp.	94.3	243.9			330.7			
3	Alin. Susp.	86.4	243.9			300.4			
4	Fin Línea	70.2	128	1364.4		232.7		1625.3	

Tabla 33: Esfuerzos en los apoyos para las hipótesis de cálculo

Apoyo	Tipo	Ang. Rel.	Hipótesis 3ª (Desequilibrio de tracciones)				Hipótesis 4ª (Rotura de conductores)				Dist. Cond	Dist. Lt
			(-5:A)ºC+V				(-5:A)ºC+V					
			(-15:B/-20:C)ºC+H				(-15:B/-20:C)ºC+H					
gr.se xa.			V (daN)	T (daN)	L (daN)	Lt (daN)	V (daN)	T (daN)	L (daN)	Lt (daN)	(m)	(m)
1	Fin Línea						73			541.8	1.39	1.5
2	Alin. Susp.		330.7		130						1.48	2
3	Alin. Susp.		300.4		130						1.48	2
4	Fin Línea						160.1			541.8	1.39	1.5

Tabla 34: Esfuerzos en los apoyos para las hipótesis de cálculo desequilibrio y rotura de conductores

#### 8.4.4 Distancias de seguridad

Al dimensionar una línea se debe tener en cuenta que la ITC-LAT 07 se especifican las distancias que se deben cumplir.

##### Distancia de seguridad al terreno

Se debe asegurar que los conductores están tendidos para su flecha máxima a una distancia del suelo determinada por:

$$6 \leq d \leq 5,3 + D_{el} \quad (76)$$

Siendo:

- d: distancia al terreno.
- $D_{el}$ : distancia de aislamiento entre fases y elementos a potencial de tierra. Como la tensión más elevada de la red es 24 kV, el RLAT establece  $D_{el}=0,22m$ .

Por lo tanto, la distancia mínima al terreno es 6m.

##### Distancia de seguridad entre conductores de la misma línea

Esta distancia viene determinada por:

$$d_s = k\sqrt{F + L} + k' * D_{pp} \quad (77)$$

Siendo:

- k: valor dependiente del ángulo de oscilación de los conductores con el viento.
- k': 0,75.

- $D_{pp}$ : distancia de aislamiento entre fases. El RLAT establece  $D_{pp} = 0,25m$ .

Aplicando la Ecuación (77), se tiene para cada apoyo:

Apoyo	$d_s$ (m)
1	1,39
2	1,48
3	1,48
4	1,39

Tabla 35: Distancias de seguridad entre conductores

#### 8.4.5 Cálculo de cimentaciones

El objetivo de la cimentación es resistir los esfuerzos que aparecen en los apoyos. Las fuerzas actuantes general momentos que tienden a desestabilizar el apoyo y pueden llegar a provocar su vuelco. Con el cálculo de la cimentación se evita que esto ocurra. El procedimiento utilizado se detalla en el Anexo.

Las fuerzas que actúan sobre los apoyos son:

Apoyo	Esf. Útil Punta (daN)	Alt. Res conduc. (m)	Mom. Debido a conductor (daNm)	Esf Viento (daN)	Altura viento apoyos (m)	Momento debido a Viento (daNm)	Momento total fuerzas externas (daNm)
1	3000	8.85	26550	286	3.7	1057.4	27607.4
2	500	11.37	5686.7	316.7	4.82	1524.9	7211.6
3	500	11.42	5711.7	318.6	4.84	1540.8	7252.5
4	2000	12.95	25900	410	5.36	2196.5	28096.5

Tabla 36: Esfuerzos sobre los apoyos para el cálculo de cimentaciones

En consecuencia, las cimentaciones calculadas son:

Apoyo	Ancho cimiento	Alto cimiento	Coef. compresibilidad	Momento absorbido (daNm)
1	1.1	2.3	10	45999.7
2	1.19	1.55	10	12546.3
3	1.24	1.5	10	12044.4
4	1.28	2.2	10	46652.3

Tabla 37: Cálculo de las cimentaciones de los apoyos

#### 8.4.6 Cálculo de cadena de aisladores

El procedimiento detallado de cálculo se presenta en el anexo. Las cadenas de aisladores seleccionadas son:

Apoyo	Denominación	Qa (daN)	Diam. Aisl. (mm)	Línea fuga (mm)	Longitud aisl. (m)	Peso aislam (daN)
1	U40B	4000	175	190	0.11	1.67
2	U40B	4000	175	190	0.11	1.67
3	U40B	4000	175	190	0.11	1.67
4	U40B	4000	175	190	0.11	1.67

Tabla 38: Cadena de aisladores de los apoyos

El resultado de los esfuerzos que actúan sobre las cadenas es:

Apoyo	Num cadena	Denominación	N aislad	Nia (cm/kV)	Lca (m)	Pca (daN)	Eca (daN)	Pv+Pca (daN)	Csmv	Toh* ncf (daN)	Csmh
1	3 C.Am.	U40B	3	1.7	0.51	5.01	4.04	33.98	117.71	541.77	7.38
2	3 C.Su.	U40B	3	1.7	0.51	5.01	4.04	110.24	36.29	0	40000
3	3 C.Su.	U40B	3	1.7	0.51	5.01	4.04	100.13	39.95	0	40000
4	3 C.Am.	U40B	3	1.7	0.51	5.01	4.04	77.57	51.57	541.77	7.38

Tabla 39: Esfuerzos en las cadenas de aisladores

## 9 Producción anual esperada

Como ocurre en la mayoría de ámbitos en los que se establece una solución ingenieril, la viabilidad técnica no es el único parámetro a tener en cuenta. De este modo, para conocer la viabilidad económica y que el proyecto pueda resultar atractivo para un inversor, se debe conocer con el mayor detalle posible la producción. En este sentido, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA) establece en su pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red que se debe reflejar en la memoria el cálculo de la producción anual, estableciendo un método para dicho cálculo.

Los datos de entrada que se deben aportar para la realización del cálculo son:

**$G_{dm}(0)$ :** Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m<sup>2</sup>·Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología
- Organismo autonómico oficial
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia o las señaladas por el IDEA.

**$G_{dm}(\alpha, \beta)$ :** Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro  $\alpha$  representa el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.

**PR (Performance Ratio):** Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- Variación de la energía generada con la temperatura.

- Eficiencia del cableado.
- Pérdidas por dispersión de parámetros de suciedad.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Eficiencia del inversor.
- Otros.

La producción viene dada por la ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{est}} \quad (78)$$

Siendo:

- $G_{est}$ : Irradiancia en condiciones estándar (1kWh/m<sup>2</sup>)

Parámetros  $G_{dm}(0)$  y  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ :

	<b>Gdm(0)</b>	<b>Gdm(0,óptimo)</b>
<b>Enero</b>	2	4,35
<b>Febrero</b>	3	4,51
<b>Marzo</b>	4,45	5,64
<b>Abril</b>	5,05	5,38
<b>Mayo</b>	5,26	7,57
<b>Junio</b>	7,84	7,25
<b>Julio</b>	7,44	7,73
<b>Agosto</b>	7,12	7,43
<b>Septiembre</b>	5,26	6,24
<b>Octubre</b>	3,41	5,55
<b>Noviembre</b>	2,32	5,15
<b>Diciembre</b>	2,12	5,22
<b>Promedio</b>	<b>4,60583333</b>	<b>6</b>

Tabla 40: Parámetros de irradiancia media mensual

### Parámetro PR

Este parámetro, como se ha comentado anteriormente, es el realmente importante en una instalación ya que proporciona el rendimiento real de la instalación. Se debe tener en cuenta que para el cálculo de este parámetro se estudia la instalación ya en funcionamiento durante un periodo de tiempo para obtener la relación entre la energía nominal teórica que se puede inyectar a la red y la que realmente se inyecta. La diferencia entre estos valores viene dada por la pérdida de eficiencia que se da en cada elemento que constituye la instalación. Para un estudio minucioso y en tiempo real, se utilizan los

sistemas de monitorización y los sensores de irradiación de la planta. Dado que este proyecto es académico y, en consecuencia, no se dispone de una instalación en marcha, se calculan una serie de parámetros importantes en relación con la disminución de rendimiento de la planta.

- **Rendimiento por temperatura ( $\eta_{temp}$ ):** Como se observó en las hojas de características del panel, la variación de la temperatura de trabajo afecta a la potencia pico del panel, y por lo tanto a su rendimiento. Se define como:

$$P_{temp} = k * (T_{media\_célula} - 25) \quad (79)$$

Siendo:

- $k$  = coeficiente de temperatura de potencia -0,35%/°C
- $T_{media\_célula}$  = temperatura media de trabajo de la célula

Mes	Tmedia	Gmedia	Tmedia_Celula	Ptemp	Rendimiento
Enero	5,4	85,2739726	7,425256849	0,070298973	1,07029897
Febrero	6,3	119,712329	9,143167808	0,063427329	1,06342733
Marzo	9,2	189,150685	13,69232877	0,045230685	1,04523068
Abril	11,8	207,493151	16,72796233	0,033088151	1,03308815
Mayo	15,8	265,657534	22,10936644	0,011562534	1,01156253
Junio	20,8	322,136986	28,45075342	-0,01380301	0,98619699
Julio	23,8	316,054795	31,30630137	-0,02522521	0,97477479
Agosto	23,3	302,575342	30,48616438	-0,02194466	0,97805534
Septiembre	19,1	216,342466	24,23813356	0,003047466	1,00304747
Octubre	15	145,013699	18,44407534	0,026223699	1,0262237
Noviembre	9	96,0547945	11,28130137	0,054874795	1,05487479
Diciembre	6,1	90,0684932	8,239126712	0,067043493	1,06704349

Tabla 41: Variación del rendimiento de las células en función de la temperatura

Se observa que mientras no se supere la temperatura ambiente de referencia (25°C) los paneles tienen Ptemp positivo. Esto quiere decir que serán capaces de entregar mayor potencia pico. El rendimiento se obtiene haciendo la diferencia entre 1 y Ptemp o acudiendo a las gráficas del fabricante.



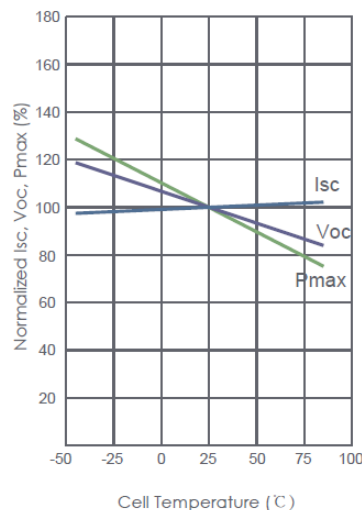


Figura 45: Variación de la potencia de la célula con la temperatura (Fuente: Jinko Solar)

- **Pérdidas en continua (cableado de baja tensión):** el cableado de baja tensión también incurre en pérdidas debido a la ley de Ohm. Cuanto mayor es la resistencia, mayores son las pérdidas. Aunque no se cumpla la restricción que se había impuesto del 1,5% de pérdidas, tomamos este valor.

$$\eta_{\text{continua}}=0,985$$

- **Pérdidas en alterna (cableado media tensión):** el valor admisible en cableado de alterna se sitúa en el 2%

$$\eta_{\text{media}}=0,98$$

- **Pérdidas por rendimiento del inversor:** según los datos del catálogo, el inversor tiene una eficiencia de 98,6%

$$\eta_{\text{inversor}}=0,986$$

- **Pérdidas por seguimiento mpp:** pérdidas asociadas al algoritmo de control de los seguidores, que puede ver mermado su funcionamiento debido a perturbaciones que provoquen máximos locales, como pueden ser la que aparecen por sombras. Según bibliografía estos algoritmos tienen una eficiencia entre 0,9 y 0,95. Se selecciona el valor medio.

$$\eta_{\text{mpp}}=0,925$$

- **Pérdidas por suciedad:** la acumulación de polvo sobre la superficie de los módulos reduce el rendimiento. Este hecho puede ocasionar una disminución de la eficiencia, según fuentes bibliográficas, de entre el 0% y el 8%. Se toma un valor medio.

$$\eta_{\text{suciedad}}=0,96$$

El valor de PR viene dado por:

$$PR = \sum \eta_i \quad (80)$$

El valor de este parámetro para cada mes es:

Mes	PR (%)
Enero	90,4601483
Febrero	89,8793667
Marzo	88,3414123
Abril	87,3151425
Mayo	85,495828
Junio	83,3519679
Julio	82,3865805
Agosto	82,6638478
Septiembre	84,7761465
Octubre	86,7349688
Noviembre	89,1565187
Diciembre	90,1849998
Media	86,7289107

Tabla 42: Parámetro PR por meses

Mes	Gdm seg kWh/m <sup>2</sup> *día	PR (%)	Ep día (kWh/día)	mes	Ep mensual (kwh/mes)
Enero	4,35	90,46	19675,08226	31	609927,55
Febrero	4,51	89,88	20267,7972	28	567498,3216
Marzo	5,64	88,34	24912,27826	31	772280,626
Abril	5,38	87,32	23487,77334	30	704633,2001
Mayo	7,57	85,50	32360,1709	31	1003165,298
Junio	7,25	83,35	30215,08838	30	906452,6513
Julio	7,73	82,39	31842,41337	31	987114,8145
Agosto	7,43	82,66	30709,61945	31	951998,2028
Septiembre	6,24	84,78	26450,15771	30	793504,7314
Octubre	5,55	86,73	24068,95384	31	746137,569
Noviembre	5,15	89,16	22957,80356	30	688734,1069
Diciembre	5,22	90,18	23538,28495	31	729686,8335
Anual					9461133,905

Tabla 43: Producción de energía de la instalación

Según lo calculado, se espera una inyección anual a red de 9,46 GWh. Este valor presenta una variación de un 10% respecto a la simulación realizada por PVGIS, que da un resultado de 10,45 GWh.

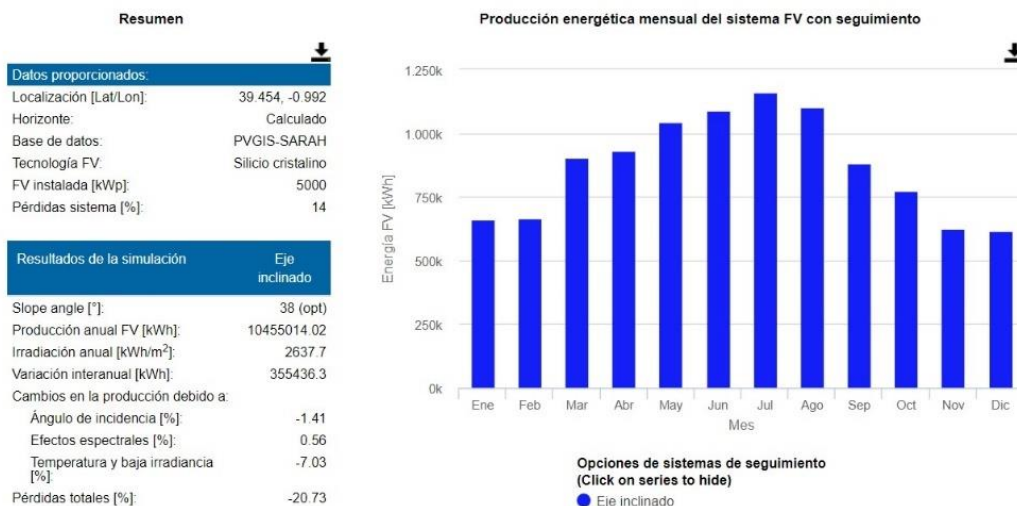


Figura 46: Producción anual según PVGIS

Se simula también la instalación con el software PVSyst para contrastar los resultados. Este software proporciona un resultado más conservador que PVGIS, situando la producción anual en 9,69 GWh, bastante más cercano a los resultados teóricos calculados. También muestra una serie de gráficos interesantes como la producción normalizada y un diagrama de pérdidas.

En la Figura 47 se presenta la producción normalizada por mes de la instalación, así como las pérdidas normalizadas.

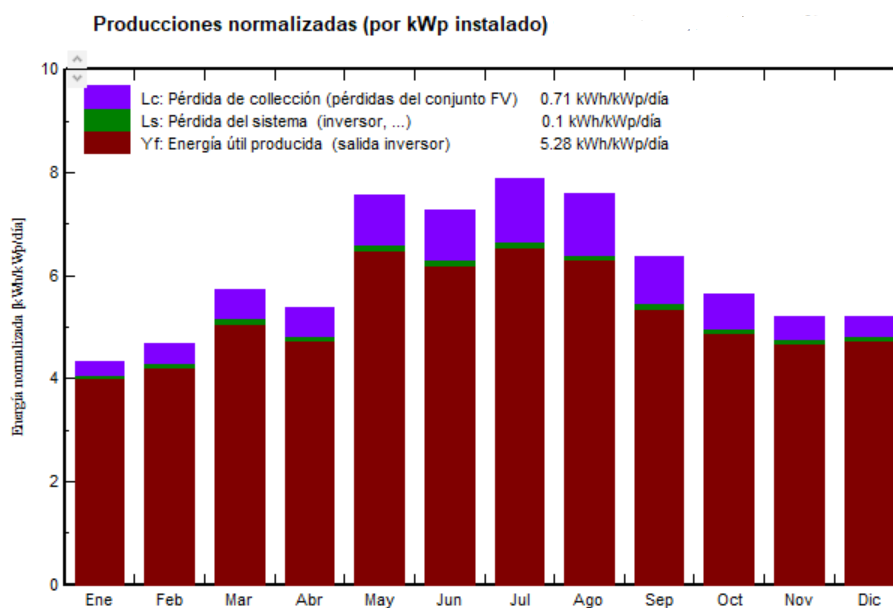


Figura 47: Producción normalizada por kWp instalado (Fuente: PVSyst)

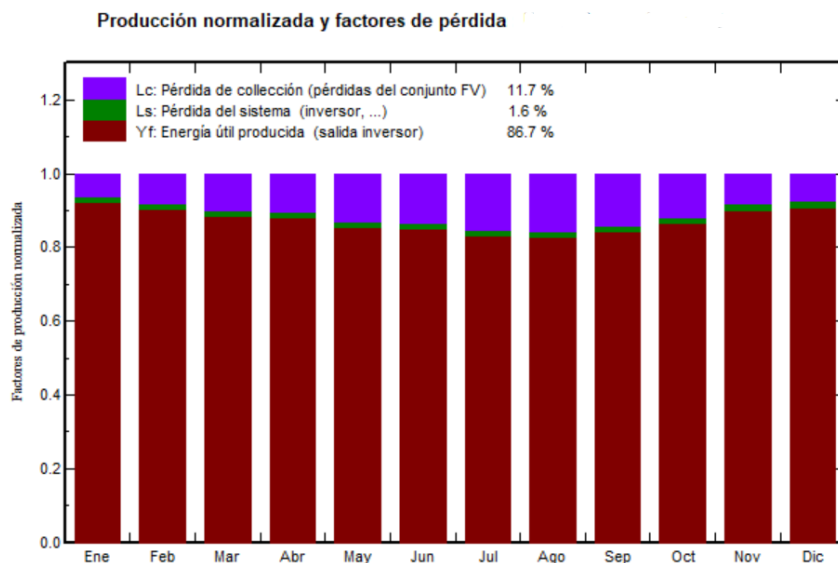


Figura 48: Producción normalizada y factores de pérdidas (Fuente: PVSyst)

En la Figura 48 se detalla en porcentaje las pérdidas y la energía útil generada. Esta energía útil a la salida del inversor es equivalente al Performance Ratio calculado teóricamente. En la Figura 49 se detallan las pérdidas porcentuales del sistema según el elemento al que afecta.

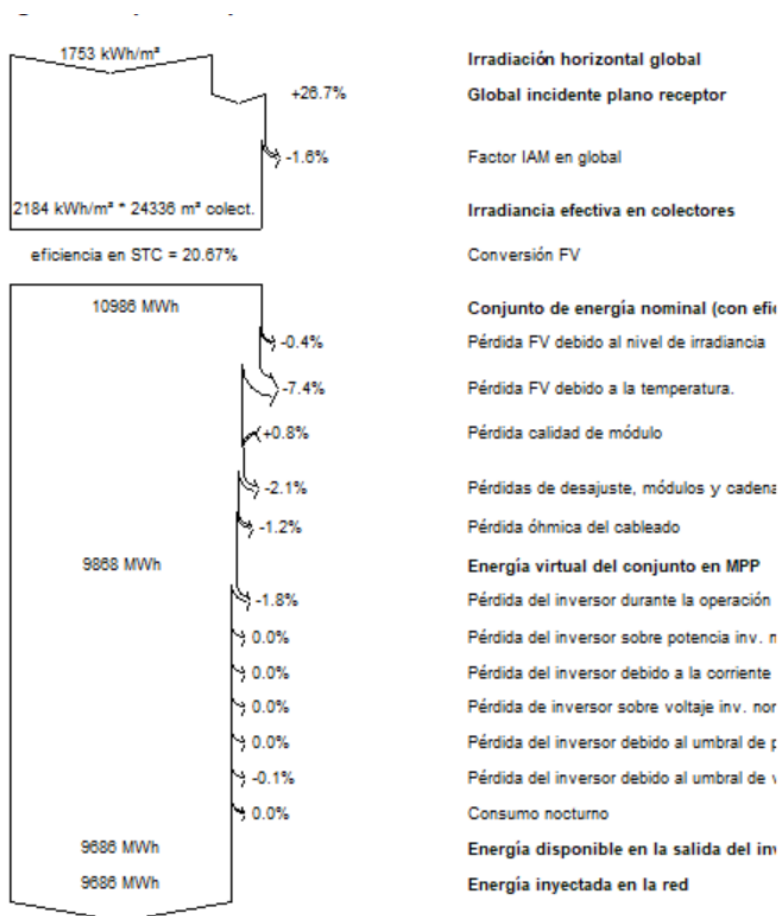


Figura 49: Desglose de las pérdidas del sistema (Fuente: PVSyst)

# PRESUPUESTO

### INSTALACIÓN ELÉCTRICA

- Paneles solares

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
<b>PS</b>	ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino 535 Wp	9346,000	210,00	<b>1962660,00</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
<b>MOOF1</b>	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	1401,900	19,42	27224,90
<b>MOAY</b>	h	Ayudante instalador de captadores solares.	1401,900	17,86	25037,93
			Subtotal mano de obra:		<b>52262,83</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	52262,83	1045,26
<b>Coste de mantenimiento decenal: 40319,62€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>2015968,09</b>

- Estructura soporte

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
<b>mt35pry049g</b>	m	Estructura soporte con seguidor de 1 eje horizontal provisto de algoritmo backtracking STI H1250	12	20000	240000
			Subtotal materiales:		<b>240000</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	1750	19,42	33985
<b>mo102</b>	h	Ayudante electricista.	1750	17,86	31255
			Subtotal mano de obra:		<b>65240</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	305240	6104,8
<b>Coste de mantenimiento decenal: 25342,76€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>311344,8</b>

- Caja de conexiones

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35pry049g</b>	m	Caja de conexiones SMA String combiner DC-CMB-U15-16	21,000	419,00	8799,00
			Subtotal materiales:		<b>8799,00</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	6,000	19,42	116,52
<b>mo102</b>	h	Ayudante electricista.	6,000	17,86	107,16
			Subtotal mano de obra:		<b>223,68</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	9022,68	180,45
<b>Coste de mantenimiento decenal: 5345,32€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>9203,13</b>

- Estación de potencia

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35pry027d</b>	ud	Estación de potencia SMA MV Power Station 5000. Incluye celdas de protección, línea y medida. Incluye fusibles y 2 inversores SMA Sunny Central de 2,5 MVA.	1,000	325000	325000
			Subtotal materiales:		<b>325000</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	8,000	19,42	155,36
	h	Grúa ·0 Toneladas	0,500	105,30	52,65
<b>mo102</b>	h	Ayudante electricista.	8,000	17,86	142,88
			Subtotal mano de obra:		<b>350,89</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	325350,89	6507,02
<b>Coste de mantenimiento decenal: 12643,45€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>331857,91</b>

- Cable solar 6mm<sup>2</sup>

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35pry027d</b>	m	Cable eléctrico unipolar, Tecsun "PRYSMIAN", certificación TÜV 6mm <sup>2</sup>	24259,91	0,86	20863,53
			Subtotal materiales:		<b>20863,53</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	355,154	19,42	6897,08
<b>mo102</b>	h	Ayudante electricista.	355,154	17,86	6343,05
			Subtotal mano de obra:		<b>13240,13</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	34103,53	682,1
<b>Coste de mantenimiento decenal: 2782,8€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>34785,76</b>

- Cable solar 240mm<sup>2</sup>

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35pry049g</b>	m	Cable eléctrico unipolar Cable eléctrico unipolar, Tap Al Voltalene H "PRYSMIAN", normalizado por Gas Natural Fenosa XLPE 240 mm2	2539,650	11,53	29282,16
			Subtotal materiales:		<b>29282,16</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	93,97	19,42	1824,89
<b>mo102</b>	h	Ayudante electricista.	93,97	17,86	1678,3
			Subtotal mano de obra:		<b>3503,19</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	32785,35	655,71
<b>Coste de mantenimiento decenal: 4414,22€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>33441,06</b>

- Fusible 25 A

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35amc800chs</b>	Ud	Fusible cilíndrico, curva gG, intensidad nominal 25 A, poder de corte 100 kA	315,000	1,07	337,05
<b>mt35amc810e</b>	Ud	Base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 63 A, según UNE-EN 60269-1.	315,000	10,14	3194,10
			Subtotal materiales:		<b>3531,15</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	5,000	19,42	97,10
			Subtotal mano de obra:		<b>97,10</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	3628,25	72,57
<b>Coste de mantenimiento decenal: 2849,63€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>3700,82</b>



- Fusible 315 A

IEX305	Ud	Fusible de cuchillas.			
Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
<b>mt35amc820ann</b>	Ud	Fusible tipo gPV, intensidad nominal 315A, poder de corte 120 kA, tamaño T00, según UNE-EN 60269-1.	42,000	13,45	564,90
<b>mt35amc830aa</b>	Ud	Base para fusible de cuchillas, unipolar (1P), intensidad nominal 315A, según UNE-EN 60269-1.	42,000	12,03	505,26
			Subtotal materiales:		<b>1070,16</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	8,400	19,42	163,13
			Subtotal mano de obra:		<b>163,13</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1233,29	24,67
<b>Coste de mantenimiento decenal: 1081,85€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>1257,96</b>

- Cable 95 mm<sup>2</sup>

IEH020	m	Cable eléctrico para media tensión "PRYSMIAN GROUP".			
Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
<b>mt35pry047e</b>	m	Cable eléctrico unipolar, Al Eprotenax H Compact "PRYSMIAN", normalizado por Iberdrola, 95 mm <sup>2</sup>	235,000	8,44	1983,40
			Subtotal materiales:		<b>1983,40</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
<b>mo003</b>	h	Oficial 1ª electricista.	8,225	19,42	159,73
<b>mo102</b>	h	Ayudante electricista.	8,225	17,86	146,90
			Subtotal mano de obra:		<b>306,63</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	2290,03	45,80
<b>Coste de mantenimiento decenal: 1167,92€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>2335,83</b>

- Bandeja perforada

IEO040	m	<b>Bandeja para soporte y conducción de cables eléctricos.</b>			
Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
mt35une001a	m	Bandeja perforada de PVC, color gris RAL 7035, de 60x75 mm, resistencia al impacto 5	10669,000	8,91	95060,79
mt35une006a	Ud	Pieza de unión entre tramos de bandeja, de PVC, color gris RAL 7035, de 60 mm de altura, incluso tornillos de PVC.	7116,000	3,04	21632,64
mt35une015aa	Ud	Soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035, incluso tornillos de PVC.	10669,000	5,93	63267,17
			Subtotal materiales:		<b>179960,60</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	3520,000	19,42	68358,40
mo102	h	Ayudante electricista.	1760,000	17,86	31433,60
			Subtotal mano de obra:		<b>99792,00</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	279752,60	5595,05
<b>Coste de mantenimiento decenal: 38236,58€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>285347,65</b>

- Cable solar 300 mm<sup>2</sup>

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
mt35pry049g	m	Cable eléctrico unipolar Cable eléctrico unipolar, Tap Al Voltalene H "PRYSMIAN", normalizado por Gas Natural Fenosa XLPE 300 mm <sup>2</sup>	703,500	11,53	8111,36
			Subtotal materiales:		<b>8111,36</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	0,037	19,42	0,72
mo102	h	Ayudante electricista.	0,037	17,86	0,66
			Subtotal mano de obra:		<b>1,38</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	8112,74	162,25
<b>Coste de mantenimiento decenal: 5461,49€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>8274,99</b>

- Conductor puesta a tierra 35mm<sup>2</sup>

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
mt35ttc010b	m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm <sup>2</sup> .	925,000	2,81	2599,25
mt35www020	Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	9,200	1,15	10,58
			Subtotal materiales:		<b>2609,83</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
mo003	h	Oficial 1ª electricista.	9,000	19,42	174,78
			Subtotal mano de obra:		<b>174,78</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	2,000	2784,61	55,69
<b>Coste de mantenimiento decenal: 284€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>2840,30</b>

**LÍNEA MEDIA TENSIÓN**

- Apoyo C-3000-10

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
mt35pya050cc	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 3000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	1,000	1279,11	1279,11
mt10hmf010Nm	m <sup>3</sup>	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	2,150	76,49	164,45
			Subtotal materiales:		<b>1443,56</b>
<b>2</b>		<b>Equipo y maquinaria</b>			
mq01exn010i	h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	0,484	46,60	22,55
mq04cag010a	h	Camión con grúa de hasta 6 t.	1,265	50,43	63,79
			Subtotal equipo y maquinaria:		<b>86,34</b>
<b>3</b>		<b>Mano de obra</b>			
mo020	h	Oficial 1ª construcción.	2,530	18,89	47,79
mo077	h	Ayudante construcción.	2,530	17,90	45,29
			Subtotal mano de obra:		<b>93,08</b>
<b>4</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1622,98	32,46
<b>Coste de mantenimiento decenal: 165,54€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3+4):</b>		<b>1655,44</b>

- Apoyo C-500-12

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
mt35pya050aa	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	2,000	636,19	1272,38
mt10hmf010Nm	m <sup>3</sup>	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	2,420	76,49	185,11
			Subtotal materiales:		<b>1457,49</b>
<b>2</b>		<b>Equipo y maquinaria</b>			
mq01exn010i	h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	0,462	46,60	21,53
mq04cag010a	h	Camión con grúa de hasta 6 t.	1,265	50,43	63,79
			Subtotal equipo y maquinaria:		<b>85,32</b>
<b>3</b>		<b>Mano de obra</b>			
mo020	h	Oficial 1ª construcción.	2,530	18,89	47,79
mo077	h	Ayudante construcción.	2,530	17,90	45,29
			Subtotal mano de obra:		<b>93,08</b>
<b>4</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1635,89	32,72
<b>Coste de mantenimiento decenal: 92,53€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3+4):</b>		<b>1668,61</b>

- Apoyo C-2000-12

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35pya050bb</b>	Ud	Apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 2000 daN de esfuerzo nominal, compuesto de cabeza prismática y fuste troncopiramidal de sección cuadrada, según UNE 207017.	1,000	960,96	960,96
<b>mt10hmf010Nm</b>	m <sup>3</sup>	Hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central.	1,950	76,49	149,16
			Subtotal materiales:		<b>1110,12</b>
<b>2</b>		<b>Equipo y maquinaria</b>			
<b>mq01exn010i</b>	h	Miniretroexcavadora sobre neumáticos, de 37,5 kW.	0,473	46,60	22,04
<b>mq04cag010a</b>	h	Camión con grúa de hasta 6 t.	1,265	50,43	63,79
			Subtotal equipo y maquinaria:		<b>85,83</b>
<b>3</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo020</b>	h	Oficial 1ª construcción.	2,530	18,89	47,79
<b>mo077</b>	h	Ayudante construcción.	2,530	17,90	45,29
			Subtotal mano de obra:		<b>93,08</b>
<b>4</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	1289,03	25,78
<b>Coste de mantenimiento decenal: 131,48€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3+4):</b>		<b>1314,81</b>

**MONITORIZACIÓN Y CONTROL**

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		<b>Materiales</b>			
<b>mt35pyr049g</b>	m	Instalacion de un sistema SCADA de monitoreo y control de la instalación contratado a empresa externa	1,000	25400,00	25400,00
	%	Costes directos complementarios	2,000	25400,00	508,00
<b>Coste de mantenimiento decenal: 250€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>25908,00</b>

**OBRA CIVIL**

- Desbroce y acondicionamiento del terreno

<b>ADL010</b>	<b>m<sup>2</sup></b>	<b>Desbroce y limpieza del terreno con arbustos.</b>			
<b>Código</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Importe</b>
<b>1</b>		<b>Equipo y maquinaria</b>			
<b>mq09sie010</b>	h	Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia.	2460,000	3,00	7380,00
<b>mq01pan010a</b>	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m <sup>3</sup> .	3690,000	40,23	148448,70
			<b>Subtotal equipo y maquinaria:</b>		<b>155828,70</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo113</b>	h	Peón ordinario construcción.	14760,000	17,67	260809,20
			<b>Subtotal mano de obra:</b>		<b>260809,20</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	416637,90	8332,76
			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>424970,66</b>

- Excavación de zanjas

<b>ACE040</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>Excavación de zanjas, con medios mecánicos.</b>			
<b>Código</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Importe</b>
<b>1</b>		<b>Equipo y maquinaria</b>			
<b>mq01ret020b</b>	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW.	247,884	37,24	9231,20
			<b>Subtotal equipo y maquinaria:</b>		<b>9231,20</b>
<b>2</b>		<b>Mano de obra</b>			
<b>mo087</b>	h	Ayudante construcción de obra civil.	155,064	17,90	2775,65
			<b>Subtotal mano de obra:</b>		<b>2775,65</b>
<b>3</b>		<b>Costes directos complementarios</b>			
	%	Costes directos complementarios	2,000	12006,85	240,14
			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>12246,99</b>

- Vallado perimetral

UVT030	m	Vallado de parcela, de malla electrosoldada modular.			
Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
<b>1</b>		Materiales			
mt52vsm020a	m	Panel de malla electrosoldada con pliegues de refuerzo, de 200x50 mm galvanizado.	1470,000	44,55	65488,50
mt52vpm030a	Ud	Poste de perfil hueco de acero	294,000	12,38	3639,72
mt52vpm050	Ud	Accesorios para fijación	1764,000	2,38	4198,32
mt08aaa010a	m <sup>3</sup>	Agua.	8,820	1,50	13,23
mt09mif010ka	t	Mortero industrial para	27,930	39,95	1115,80
			Subtotal materiales:		<b>74455,57</b>
<b>2</b>		Mano de obra			
mo087	h	Ayudante construcción de obra civil.	147,000	17,90	2631,30
mo011	h	Oficial 1ª montador.	132,300	19,42	2569,27
mo080	h	Ayudante montador.	132,300	17,90	2368,17
			Subtotal mano de obra:		<b>7568,74</b>
<b>3</b>		Costes directos complementarios			
	%	Costes directos complementarios	3,000	82024,31	2460,73
<b>Coste de mantenimiento decenal: 62541,88€ en los primeros 10 años.</b>			<b>Costes directos (1+2+3):</b>		<b>84485,04</b>

PRESUPUESTO POR PARTIDAS

<b>Instalación eléctrica</b>	2.957.378,3 €
<b>Obra civil</b>	521.702,69 €
<b>Línea aérea</b>	4.637,86 €
<b>Monitorización</b>	25.908,00 €
<b>Total ejecución material</b>	<b>3.509.626,85€</b>

Tabla 44: Presupuesto por partidas

PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

<b>Presupuesto de ejecución material</b>	3.509.626,85€
<b>Gastos generales (12%)</b>	421155,22 €
<b>Beneficio industrial (6%)</b>	210.577,61 €
<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>	4.141.359,68 €
<b>IVA (21%)</b>	869.685,53 €
<b>Presupuesto de inversión</b>	<b>5.011.045,21€</b>

Tabla 45: Presupuesto de inversión

## 10 Estudio económico

Para que el proyecto tenga una viabilidad real, este debe ser atractivo para los inversores. En este capítulo se aborda un estudio económico para obtener la rentabilidad esperada de la instalación. Para ello se analizan primeramente los costes a los que se incurre debido a la ejecución y explotación de la instalación y los ingresos de esta.

Los métodos de valoración que se utilizan son:

- Pay-Back dinámico
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

Puesto que el marco legislativo referente a la tarificación de la energía eléctrica está cambiando actualmente y resulta complejo predecir la evolución del coste de la energía eléctrica, se realizan una serie de suposiciones para permitir un cálculo aproximado.

- La legislación referente a la distribución de impuestos eléctricos no cambia durante todo el periodo en el que se lleva a cabo la explotación de la instalación.
- Se considera una degradación anual de la cantidad de energía producida por el sistema de un 0.55%, tal y como expone Jinko en el catálogo del módulo seleccionado.
- Para evitar la fluctuación de precios del MWh que se está dando en estos meses, se considera como valor inicial de venta 65€/MWh, precio promediado desde Julio de 2020 a Mayo 2021 según los datos aportados por el OMIE y se incrementa anualmente con el IPC, que se encuentra a un 2,2%.

Dado que se requiere de una inversión elevada, se hacen los cálculos teniendo en cuenta que existe financiación externa.

### 10.1 Costes

Para la ejecución y explotación de la instalación no solo se incurre en los costes asociados al presupuesto del proyecto, sino que se tiene que hacer frente a una serie de impuestos y costes financieros. La relación de costes tenida en cuenta para el cálculo del estudio económico son:

- Aval fotovoltaico
- Costes de financiación.
- Costes de mantenimiento.
- Impuesto de Actividad Económica (IAE).
- Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI).
- Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).

### Aval fotovoltaico

Según el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores se establece la necesidad de depositar un aval de 40€ por kW instalado, por lo que para la instalación proyectada supone un desembolso de 200.000€. Este aval será contabilizado como coste en el año 0 y devuelto en el año 1 cuando comience a ser explotada la instalación.

### Impuesto de actividad económica

Este impuesto se debe pagar anualmente tras la puesta en marcha de la instalación.

Según el epígrafe 151.4 Producción de energía no especificada en los epígrafes anteriores, abarcando la energía procedente de mareas, energía solar, etc, del Impuesto de Actividades Económicas, se establece una cuota impositiva de 0,721215 por cada kW de potencia instalada. Se deberá abonar pues, un total de 3606,08€ anualmente.

### Impuestos sobre Bienes Inmuebles (IBI)

Otro impuesto que se debe pagar anualmente es el IBI. La instalación proyectada se enmarca dentro de uso industrial, por lo que se tiene que escoger el tipo impositivo correspondiente a dicha actividad. Como se observa en la Tabla 46, para el año 2021 se ha dado duplicado este impuesto, que será el que se elige constante para toda la vida útil de la instalación. Se debe pagar por tanto un 1,3% anual sobre el valor del inmueble.



Variación anual IBI en Requena							
Año	Rev. Catastral	T. Urbana	%	T. Rustica	%	Carat. Esp.	%
2021	1990	0.682	0.00%	0.42	0.00%	1.3	116.67%
2020	1990	0.682	0.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2019	1990	0.682	0.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2018	1990	0.682	0.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2017	1990	0.682	0.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2016	1990	0.682	0.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2015	1990	0.682	-9.07%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2014	1990	0.75	-9.09%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2013	1990	0.825	10.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2012	1990	0.75	0.00%	0.42	0.00%	0.6	0.00%
2011	1990	0.75	10.29%	0.42	10.53%	0.6	0.00%
2010	1990	0.68	30.77%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2009	1990	0.52	0.00%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2008	1990	0.52	0.00%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2007	1990	0.52	0.00%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2006	1990	0.52	0.00%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2005	1990	0.52	0.00%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2004	1990	0.52	0.00%	0.38	0.00%	0.6	0.00%
2003	1990	0.52	-25.71%	0.38	-29.63%	0	0.00%
2002	1990	0.7	52.17%	0.54	58.82%	0	0.00%
2001	1990	0.46	0.00%	0.34	0.00%	0	0.00%
2000	1990	0.46	0.00%	0.34	0.00%	0	0.00%

Tabla 46: Variación del IBI en Requena (Fuente: foro-ciudad.com)

### Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y obras (ICIO)

Este impuesto se regula en el Real Decreto Legislativo 2/2004 y grava cualquier construcción, instalación u obra que requiera la obtención de licencia de obras o urbanística. Se grava un 4% del coste de ejecución sin IVA.

### Coste de mantenimiento

En el presupuesto se explicita el coste de mantenimiento decenal de cada unidad de obra, por lo que se prorratea anualmente y se incluye en los costes fijos de explotación.

Coste anual	
Instalación eléctrica	4664,32 €
Obra civil	5.211,83 €
Línea aérea	32,46 €
<b>Total</b>	<b>9908,61 €</b>

Tabla 47: Coste anual de mantenimiento

### Financiación

Dado que se supone que el titular de la instalación no es capaz de hacer frente a la elevada inversión necesaria para desarrollar la instalación, se financia la suma del presupuesto de inversión el impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras. El préstamo se negocia con un 3% de TAE y con devolución a los 30 años de duración del proyecto.

Nº de cuota	Capital al inicio de período	Amortización	Intereses del período	Cuota
1	5151430	165569,983	12878,575	178448,558
2	4985860,02	165983,908	12464,65	178448,558
3	4819876,11	166398,867	12049,6903	178448,558
4	4653477,24	166814,864	11633,6931	178448,558
5	4486662,38	167231,902	11216,6559	178448,558
6	4319430,48	167649,981	10798,5762	178448,558
7	4151780,5	168069,106	10379,4512	178448,558
8	3983711,39	168489,279	9959,27847	178448,558
9	3815222,11	168910,502	9538,05527	178448,558
10	3646311,61	169332,779	9115,77902	178448,558
11	3476978,83	169756,11	8692,44707	178448,558
12	3307222,72	170180,501	8268,0568	178448,558
13	3137042,22	170605,952	7842,60554	178448,558
14	2966436,27	171032,467	7416,09066	178448,558
15	2795403,8	171460,048	6988,5095	178448,558
16	2623943,75	171888,698	6559,85938	178448,558
17	2452055,05	172318,42	6130,13763	178448,558
18	2279736,63	172749,216	5699,34158	178448,558
19	2106987,42	173181,089	5267,46854	178448,558
20	1933806,33	173614,042	4834,51582	178448,558
21	1760192,29	174048,077	4400,48071	178448,558
22	1586144,21	174483,197	3965,36052	178448,558
23	1411661,01	174919,405	3529,15253	178448,558
24	1236741,61	175356,704	3091,85402	178448,558
25	1061384,9	175795,095	2653,46226	178448,558
26	885589,808	176234,583	2213,97452	178448,558
27	709355,225	176675,169	1773,38806	178448,558
28	532680,056	177116,857	1331,70014	178448,558
29	355563,198	177559,65	888,907996	178448,558
30	178003,549	178003,549	445,008872	178448,558

Tabla 48: Cuota del préstamo a 30 años

## 10.2 Ingresos

Los ingresos de la instalación se obtienen de la venta de toda la energía eléctrica generada a la red. Para el periodo de vida de la instalación estos ingresos son:

Año	Energía vendida (MWh)	Precio MWh	Ingresos
1	9461,133905	65,000000 €	614.973,703825 €
2	9409,097669	66,430000 €	625.046,358120 €
3	9357,347631	67,891460 €	635.283,992420 €
4	9305,882219	69,385072 €	645.689,308931 €
5	9254,699867	70,911544 €	656.265,054122 €
6	9203,799018	72,471598 €	667.014,019444 €
7	9153,178123	74,065973 €	677.939,042068 €
8	9102,835644	75,695424 €	689.043,005638 €
9	9052,770048	77,360724 €	700.328,841028 €
10	9002,979812	79,062659 €	711.799,527115 €
11	8953,463423	81,434539 €	729.121,168607 €
12	8904,219375	83,877575 €	746.864,332245 €
13	8855,246168	86,393903 €	765.039,275771 €
14	8806,542314	88,985720 €	783.656,506546 €
15	8758,106331	91,655291 €	802.726,787633 €
16	8709,936746	94,404950 €	822.261,144010 €
17	8662,032094	97,237099 €	842.270,868950 €
18	8614,390918	100,154212 €	862.767,530546 €
19	8567,011768	103,158838 €	883.762,978401 €
20	8519,893203	106,253603 €	905.269,350481 €
21	8473,03379	109,441211 €	927.299,080125 €
22	8426,432105	112,724447 €	949.864,903240 €
23	8380,086728	116,106181 €	972.979,865660 €
24	8333,996251	119,589366 €	996.657,330691 €
25	8288,159272	123,177047 €	1.020.910,986833 €
26	8242,574396	126,872359 €	1.045.754,855698 €
27	8197,240236	130,678530 €	1.071.203,300111 €
28	8152,155415	134,598885 €	1.097.271,032419 €
29	8107,31856	138,636852 €	1.123.973,122993 €
30	8062,728308	142,795958 €	1.151.325,008941 €

Tabla 49: Ingresos por venta de energía

## 10.3 Payback descontado

El payback dinámico o descontado es un método de evaluación de inversiones que tiene como objetivo determinar el momento en el que se recupera el dinero de una inversión teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo en el dinero. Para ello se evalúan los flujos de caja del proyecto y se determina el tiempo de recuperación de la inversión, teniendo en cuenta el paso del tiempo mediante

una tasa de descuento anual. El cálculo de la tasa de descuento es una tarea compleja, por lo que se adopta un valor típico del 5%.

El cálculo del flujo de caja anual se determina con la Ecuación (81):

$$FC_{anual} = \frac{Ingresos}{(1+r)^{año}} \quad (81)$$

Siendo:

- r: Tasa de descuento.

El payback descontado se calcula:

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{Fcaja} \quad (82)$$

Siendo:

- a: Periodo inmediatamente anterior hasta recuperar la inversión inicial.
- I<sub>0</sub>: Inversión inicial.
- b: suma de los flujos descontados hasta el periodo a.
- Fcaja: Flujo de caja del año en el que se recupera la inversión.

Año	Ingresos	Costes fijos	Flujo descontado	Flujo acumulado
0	-5151430,28			-5151430,28
1	614.973,703825 €	188357,17	406301,46	-4745128,82
2	625.046,358120 €	188357,17	396089,97	-4349038,85
3	635.283,992420 €	188357,17	386072,19	-3962966,66
4	645.689,308931 €	188357,17	376248,28	-3586718,38
5	656.265,054122 €	188357,17	366618,07	-3220100,31
6	667.014,019444 €	188357,17	357181,11	-2862919,20
7	677.939,042068 €	188357,17	347936,70	-2514982,50
8	689.043,005638 €	188357,17	338883,88	-2176098,62
9	700.328,841028 €	188357,17	330021,50	-1846077,11
10	711.799,527115 €	188357,17	321348,20	-1524728,91
11	729.121,168607 €	188357,17	316173,51	-1208555,40
12	746.864,332245 €	188357,17	310997,69	-897557,72
13	765.039,275771 €	188357,17	305826,83	-591730,88
14	783.656,506546 €	188357,17	300666,62	-291064,27
15	802.726,787633 €	188357,17	295522,29	4458,02
16	822.261,144010 €	188357,17	290398,71	294856,74
17	842.270,868950 €	188357,17	285300,38	580157,12
18	862.767,530546 €	188357,17	280231,43	860388,55
19	883.762,978401 €	188357,17	275195,69	1135584,25
20	905.269,350481 €	188357,17	270196,66	1405780,91
21	927.299,080125 €	188357,17	265237,56	1671018,46
22	949.864,903240 €	188357,17	260321,32	1931339,78

23	972.979,865660 €	188357,17	255450,64	2186790,42
24	996.657,330691 €	188357,17	250627,94	2437418,36
25	1.020.910,986833 €	188357,17	245855,45	2683273,81
26	1.045.754,855698 €	188357,17	241135,16	2924408,97
27	1.071.203,300111 €	188357,17	236468,85	3160877,82
28	1.097.271,032419 €	188357,17	231858,14	3392735,96
29	1.123.973,122993 €	188357,17	227304,45	3620040,42
30	1.151.325,008941 €	188357,17	222809,04	3842849,46

Tabla 50: Flujos de caja descontados

Aplicando la Ecuación (82):

$$Payback = 14 + \frac{5151430,28 - 4860366,01}{295522,29} = 14,98 \text{ años}$$

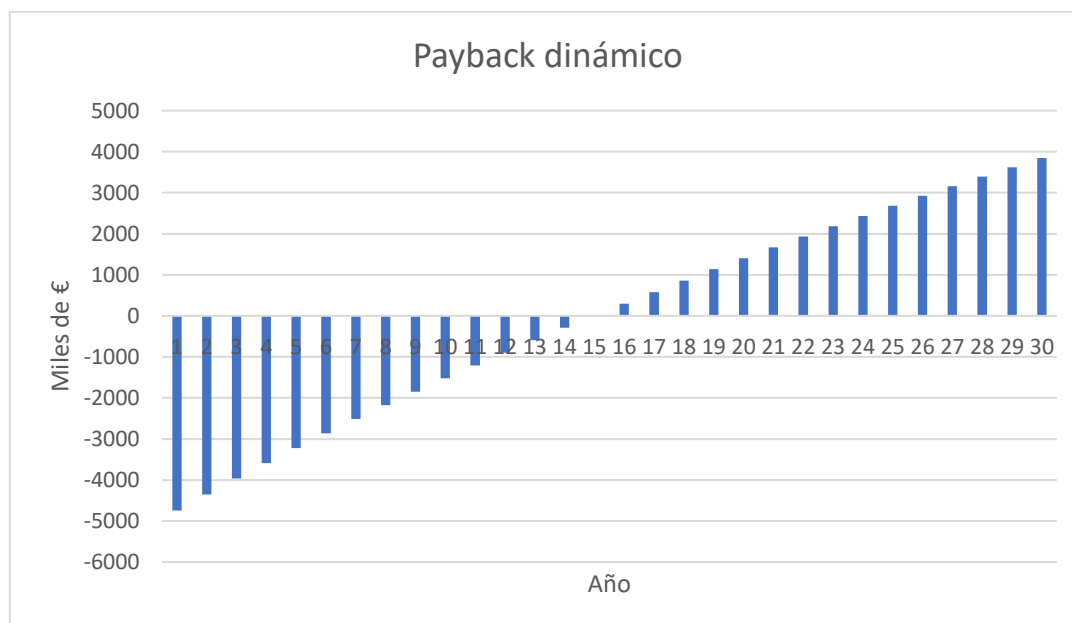


Figura 50: Payback dinámico

#### 10.4 VAN

El Valor Actual Neto o VAN es otro método de valoración de inversiones que consiste en sumar los flujos de caja netos descontados con la tasa de descuento seleccionada restando la inversión inicial. Si el resultado es mayor a 0 significa que el proyecto es rentable ya que se saca más rendimiento al dinero invertido que si estuviera se tuviera ahorrado a lo largo de los años. El cálculo es muy similar al descrito en la Ecuación (81).

$$VAN = -I + \sum_1^{año} \frac{Ingresos}{(1+r)^{año}} \quad (83)$$

El VAN resulta 3.659.856,62€

### 10.5 TIR

La Tasa Interna de Retorno o TIR es un método de valoración de inversiones estrechamente relacionado con el VAN, ya que matemáticamente se trata del valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0. Esto quiere decir que, si la TIR del proyecto es mayor a la tasa de descuento seleccionada para el cálculo de los flujos de caja descontados, el proyecto será viable ya que ofrece una rentabilidad superior a la exigida por la tasa de descuento. Utilizando Excel la TIR obtenida es 10%.

## CONCLUSIÓN

En el proyecto se ha comprobado la viabilidad técnica de la instalación dimensionando todos los elementos necesarios para la generación y venta de la energía a la red. Con el posterior estudio económico utilizando la previsión de generación a 30 años se comprueba también que la instalación es rentable económicamente ya que no se ha supuesto que se utilizan fondos propios, sino que se realiza con un préstamo bancario y se desglosan los costes fijos de una forma realista.

Debido a la disminución de costes y el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas es necesaria la utilización de esta tecnología en un país tan favorable como España. La instalación de potencias no muy elevadas como la de este proyecto permite una generación de energía próxima a los lugares donde se consume además de no necesitar una parcela enorme que pueda provocar cambios importantes en el ecosistema de la zona como sucede en el caso de grandes instalaciones.

## BIBLIOGRAFÍA

- Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE) (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Carlos Roldán Porta & Carlos Roldán Blay (2016). *Apuntes de líneas y redes de alta tensión*. Editorial UPV.
- PVGIS: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- PVSyst.
- Iberdrola Distribución Eléctrica (2014). *Diseño de puestas a tierra en apoyos de LAAT de tensión nominal igual o inferior a 20 kV*.
- José Roger Folch & Martín Riera Guasp & Carlos Roldán Porta (2010). *Tecnología Eléctrica*. Editorial Síntesis
- César Santiago Cañas Peñuelas: Apuntes de subestaciones eléctricas y coordinación de aislamiento.
- Carlos Roldán Porta & Martín Riera Guasp (2003). *Problemas de instalaciones eléctricas*. Editorial UPV.
- Miquel Casa Vilaseca & Mónica Barrio López (2012): *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Marcombo.
- Red Eléctrica de España: <https://www.ree.es/es>
- Sistema de información del operador del sistema: <https://www.esios.ree.es/es/>
- UNE-HD 60364-5-52: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones
- UNE-HD 60364-5-54: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra, conductores de protección y conductores de equipotencialidad.
- UNE-EN 60865-1:2013 Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
- UNE-EN 60909-0: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes
- UNE-EN 60909-3: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT e ITC.
- Reglamento sobre Condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (RLAT) e ITC.



# ANEXO

## 1. Cálculos mecánico de la línea eléctrica

### 1.1. Cargas verticales

Se considerarán las cargas verticales debidas al peso de los distintos elementos: conductores con sobrecarga (según hipótesis), aisladores, herrajes.

En todas las hipótesis en zona A y en la hipótesis de viento en zonas B y C, el peso que gravita sobre los apoyos debido al conductor y su sobrecarga "Pcv" será:

$$P_{cv} = L_v \cdot P_{pv} \cdot \cos a \cdot n \text{ (daN)}$$

$$P_{cvr} = L_v \cdot P_{pv} \cdot \cos a \cdot nr \text{ (daN)}$$

Siendo:

- $L_v$  = Longitud del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) o -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (m).
- $P_{pv}$  = Peso propio del conductor con sobrecarga de viento (daN/m).
- $P_{cvr}$  = Peso que gravita sobre los apoyos de los conductores rotos con sobrecarga de viento para la 4ª hipótesis (daN).
- $a$  = Angulo que forma la resultante del viento con el peso propio del conductor.
- $n$  = número total de conductores.
- $nr$  = número de conductores rotos en la 4ª hipótesis.

En todas las hipótesis en zonas B y C, excepto en la hipótesis 1ª de Viento, el peso que gravita sobre los apoyos debido al conductor y su sobrecarga "Pch" será:

$$P_{ch} = L_h \cdot P_{ph} \cdot n \text{ (daN)}$$

$$P_{chr} = L_h \cdot P_{ph} \cdot nr \text{ (daN)}$$

Siendo:

- $L_h$  = Longitud del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de -15 °C (zona B) o -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (m).
- $P_{ph}$  = Peso propio del conductor con sobrecarga de hielo (daN/m).
- $P_{chr}$  = Peso que gravita sobre los apoyos de los conductores rotos con sobrecarga de hielo para la 4ª hipótesis (daN).
- $n$  = número total de conductores.
- $nr$  = número de conductores rotos en la 4ª hipótesis.

En todas las zonas y en todas las hipótesis habrá que considerar el peso de los herrajes y la cadena de aisladores "Pca", así como el número de cadenas de aisladores del apoyo "nc".

### 1.2. Esfuerzos del viento

- El esfuerzo del viento sobre los conductores "Fvc" en la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C se obtiene

de la siguiente forma:

#### Apoyos alineación

$$F_{vc} = (a_1 \cdot d_1 \cdot n_1 + a_2 \cdot d_2 \cdot n_2) / 2 \cdot k \text{ (daN)}$$

#### Apoyos fin de línea

$$F_{vc} = a / 2 \cdot d \cdot n \cdot k \text{ (daN)}$$

#### Apoyos de ángulo y estrellamiento

$$F_{vc} = a_p / 2 \cdot d_p \cdot n_p \cdot k \text{ (daN)}$$

Siendo:

- $a_1$  = Proyección horizontal del conductor que hay a la izquierda del apoyo (m).
- $a_2$  = Proyección horizontal del conductor que hay a la derecha del apoyo (m).
- $a$  = Proyección horizontal del conductor (m).
- $a_p$  = Proyección horizontal del conductor en la dirección perpendicular a la bisectriz del ángulo (apoyos de ángulo) y en la dirección perpendicular a la resultante (apoyos de estrellamiento) (m).
- $d, d_1, d_2, d_p$  = Diámetro del conductor (m).
- $n, n_1, n_2, n_p$  = nº de haces de conductores.
- $v$  = Velocidad del viento (Km/h).
- $K = 60 \cdot (v/120)^2 \text{ daN/m}^2$  si  $d \leq 16 \text{ mm}$  y  $v \leq 120 \text{ Km/h}$
- $K = 50 \cdot (v/120)^2 \text{ daN/m}^2$  si  $d > 16 \text{ mm}$  y  $v \leq 120 \text{ Km/h}$

- En la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C habrá que considerar el esfuerzo del viento sobre los herrajes y la cadena de aisladores "Eca", así como el número de cadenas de aisladores del apoyo "nc".

### 1.3. Desequilibrio de tracciones

En la hipótesis 1ª (sólo apoyos fin de línea) en zonas A, B y C y en la hipótesis 3ª en zona A (apoyos alineación, ángulo, estrellamiento y anclaje), el desequilibrio de tracciones "Dtv" se obtiene:

#### Apoyos de alineación con cadenas de suspensión.

$$D_{tv} = 8/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$
$$D_{tv} = \text{Abs}(T_{h1} \cdot n_1 - T_{h2} \cdot n_2) \text{ (daN)}$$

Apoyos de alineación con cadenas de amarre.

$$D_{tv} = 15/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$
$$D_{tv} = \text{Abs}( (T_{h1} \cdot n_1) - (T_{h2} \cdot n_2) ) \text{ (daN)}$$

Apoyos de ángulo con cadenas de suspensión.

$$D_{tv} = 8/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de ángulo con cadenas de amarre.

$$D_{tv} = 15/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de anclaje de alineación.

$$D_{tv} = 50/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$
$$D_{tv} = \text{Abs}( (T_{h1} \cdot n_1) - (T_{h2} \cdot n_2) ) \text{ (daN)}$$

Apoyos de anclaje en ángulo y estrellamiento.

$$D_{tv} = 50/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos fin de línea

$$D_{tv} = 100/100 \cdot T_h \cdot n \text{ (daN)}$$

Siendo:

- $n, n_1, n_2$  = número total de conductores.
- $T_h, T_{h1}, T_{h2}$  = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (daN).

En la hipótesis 2ª (fin de línea) y 3ª (alineación, ángulo, estrellamiento y anclaje) en zonas B y C, el desequilibrio de tracciones "Dth" se obtiene:

Apoyos de alineación con cadenas de suspensión.

$$D_{th} = 8/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$
$$D_{th} = \text{Abs}( (T_{0h1} \cdot n_1) - (T_{0h2} \cdot n_2) ) \text{ (daN)}$$

Apoyos de alineación con cadenas de amarre.

$$D_{th} = 15/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$
$$D_{th} = \text{Abs}( T_{0h1} \cdot n_1 ) - ( T_{0h2} \cdot n_2 ) \text{ (daN)}$$

Apoyos de ángulo con cadenas de suspensión.

$$D_{th} = 8/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de ángulo con cadenas de amarre.

$$D_{th} = 15/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos de anclaje en alineación.

$$D_{th} = 50/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$

$$D_{th} = \text{Abs}( T_{0h1} \cdot n_1 ) - ( T_{0h2} \cdot n_2 ) \text{ (daN)}$$

Apoyos de anclaje en ángulo y estrellamiento.

$$D_{th} = 50/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$

Este esfuerzo se combinará con la resultante de ángulo.

Apoyos fin de línea

$$D_{th} = 100/100 \cdot T_{0h} \cdot n \text{ (daN)}$$

Siendo:

- $n, n_1, n_2$  = número total de conductores.
- $T_{0h}, T_{0h1}, T_{0h2}$  = Componente horizontal de la tensión en las condiciones -15 °C (Zona B) y -20 °C (Zona C) con sobrecarga de hielo (daN).

#### 1.4. Rotura de conductores

El esfuerzo debido a la rotura de conductores "Rotv" en zona A, aplicado en el punto donde produzca la sollicitación más desfavorable produciendo un esfuerzo de torsión, se obtiene:

### Apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de suspensión

- Se prescinde siempre que se cumplan las condiciones especificadas en el apdo 3.5.3.
- Si no se cumplen esas condiciones, se considerará el esfuerzo unilateral correspondiente a la rotura de un solo conductor "Rotv", aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable.

$$\text{Rotv} = T_{0h} \text{ (daN)}$$

### Apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre

- Se prescinde siempre que se cumplan las condiciones especificadas en el apdo 3.5.3.
- Si no se cumplen esas condiciones, se considerará el esfuerzo unilateral correspondiente a la rotura de un solo conductor "Rotv", aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable.

$$\text{Rotv} = T_{0h} \text{ (daN)}$$

### Apoyos de anclaje en alineación, anclaje en ángulo y estrellamiento

$$\text{Rotv} = T_{0h} \text{ (simplex, un sólo conductor por fase) (daN)}$$

$$\text{Rotv} = T_{0h} \cdot \text{ncf} \cdot 0,5 \text{ (dúplex, tríplex, cuadruplex; dos, tres o cuatro conductores por fase) (daN)}$$

### Fin de línea

$$\text{Rotv} = T_{0h} \cdot \text{ncf} \text{ (daN)}$$

$$\text{Rotv} = 2 \cdot T_{0h} \cdot \text{ncf} \text{ (montaje tresbolillo y bandera) (daN)}$$

Siendo:

- ncf = número de conductores por fase.
- $T_{0h}$  = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (daN).

El esfuerzo debido a la rotura de conductores "Roth" en zonas B y C, aplicado en el punto donde produzca la sollicitación más desfavorable produciendo un esfuerzo de torsión, se obtiene:

### Apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de suspensión

Se prescinde siempre que se cumplan las condiciones especificadas en el apdo 3.5.3. Si no se cumplen esas condiciones, se considerará el esfuerzo unilateral correspondiente a la rotura de un solo conductor "Roth", aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable.

$$\text{Roth} = T_{0h} \text{ (daN)}$$

### Apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de amarre

Se prescinde siempre que se cumplan las condiciones especificadas en el apdo 3.5.3.

Si no se cumplen esas condiciones, se considerará el esfuerzo unilateral correspondiente a la rotura de un solo conductor "Roth", aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable.

$$\text{Roth} = T_{0h} \text{ (daN)}$$

### Apoyos de anclaje en alineación, anclaje en ángulo y estrellamiento

$$\text{Roth} = T_{0h} \text{ (simplex, un sólo conductor por fase) (daN)}$$

$$\text{Roth} = T_{0h} \cdot \text{ncf} \cdot 0,5 \text{ (dúplex, tríplex, cuadruplex; dos, tres o cuatro conductores por fase) (daN)}$$

### Fin de línea

$$\text{Roth} = T_{0h} \cdot \text{ncf} \text{ (daN)}$$

$$\text{Roth} = 2 \cdot T_{0h} \cdot \text{ncf} \text{ (montaje tresbolillo y bandera) (daN)}$$

Siendo:

- ncf = número de conductores por fase.
- $T_{0h}$  = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de -15 °C (Zona B) y -20 °C (Zona C) con sobrecarga de hielo (daN).

### 1.5. Resultante de ángulo

El esfuerzo resultante de ángulo "Rav" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 1ª para las zonas A, B y C se obtiene del siguiente modo:

$$\text{Rav} = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h2} \cdot n_2)^2} - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h2} \cdot n_2) \cdot \cos [180 - a] \text{ (daN)}$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rav" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RavL" y otro en dirección transversal a la línea "RavT".

Siendo:

- $n_1, n_2$  = Número de conductores.
- $T_{h1}, T_{h2}$  = Tensiones horizontales en las condiciones de -5 °C (zona A), -10 °C (zona B) y -15 °C (zona C) con sobrecarga de viento (daN).
- a = Ángulo que forman  $T_{h1}$  y  $T_{h2}$  (gr. sexa.).

El esfuerzo resultante de ángulo "Rah" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 2ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$Rah = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h2} \cdot n_2)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h2} \cdot n_2) \cdot \cos [180 - a]} \text{ (daN)}$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rah" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RahL" y otro en dirección transversal a la línea "RahT".

Siendo:

- $n_1, n_2$  = Número de conductores.
- $T_{h1}, T_{h2}$  = Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (daN).
- $a$  = Angulo que forman  $T_{h1}$  y  $T_{h2}$  (gr. sexa.).

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahd" de las tracciones de los conductores en la hipótesis 3ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$Rahd = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h1} \cdot n_1 + Dth)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h1} \cdot n_1 + Dth) \cdot \cos [180 - a]} \text{ (daN)}$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahd" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RahdL" y otro en dirección transversal a la línea "RahdT".

Siendo:

- $n_1$  = Número de conductores.
- $T_{h1}$  = Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (daN).
- $Dth$  = Desequilibrio de tracciones en la hipótesis de hielo.

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahr" de la rotura de conductores en la hipótesis 4ª para las zonas B y C se obtiene del siguiente modo:

$$Rahr = \sqrt{(T_{h1} \cdot n_1)^2 + (T_{h2} \cdot n_2)^2 - 2 \cdot (T_{h1} \cdot n_1) \cdot (T_{h2} \cdot n_2) \cdot \cos [180 - a]} \text{ (daN)}$$

El esfuerzo resultante de ángulo "Rahr" se descompondrá en dos esfuerzos, uno en dirección longitudinal a la línea "RahrL" y otro en dirección transversal a la línea "RahrT".

Siendo:

- $n_1, n_2$  = Número de conductores quitando los conductores que se han roto.
- $T_{h1}, T_{h2}$  = Tensiones horizontales en las condiciones de -15 °C (zona B) y -20 °C (zona C) con sobrecarga de hielo (daN).
- $a$  = Angulo que forman  $T_{h1}$  y  $T_{h2}$  (gr. sexa.).

\*Nota: En los apoyos de estrellamiento las operaciones anteriores se han realizado tomando las tensiones dos a dos para conseguir la resultante total.



### 1.6. Esfuerzos descentrados

En los apoyos fin de línea, cuando tienen el montaje al tresbolillo o bandera, aparecen por la disposición de la cruceta esfuerzos descentrados en condiciones normales, cuyo valor será:

$$Esdt = T_{0h} \cdot ncf \text{ (daN) (tresbolillo)}$$

$$Esdb = 3 \cdot T_{0h} \cdot ncf \text{ (daN) (bandera)}$$

Siendo:

- ncf = número de conductores por fase.
- $T_{0h}$  = Componente horizontal de la tensión en las condiciones más desfavorables de tensión máxima.

### 2. Apoyo adoptado

El apoyo adoptado deberá soportar la combinación de esfuerzos considerados en cada hipótesis:

- V = Cargas verticales.
- T = Esfuerzos transversales.
- L = Esfuerzos longitudinales.
- Lt = Esfuerzos de torsión.

### 3. Cimentaciones

Las cimentaciones se podrán realizar mediante zapatas monobloque o zapatas aisladas. En ambos casos se producirán dos momentos, uno debido al esfuerzo en punta y otro debido al viento sobre el apoyo.

Estarán situados los dos momentos, horizontalmente en el centro del apoyo y verticalmente a ras de tierra.

#### Momento debido al esfuerzo en punta

El momento debido al esfuerzo en punta "Mep" se obtiene:

$$Mep = Ep \cdot Hrc$$

Siendo:

- Ep = Esfuerzo en punta (daN).
- Hrc = Altura de la resultante de los conductores (m).

### Momento debido al viento sobre el apoyo

El momento debido al esfuerzo del viento sobre el apoyo "Mev" se obtiene:

$$M_{ev} = E_{va} \cdot H_v$$

Siendo:

Eva = Esfuerzo del viento sobre el apoyo (daN). Según apdo. 3.1.2.3 se obtiene:

- $E_{va} = 170 \cdot (v/120)^2 \cdot h \cdot S$  (apoyos de celosía).
- $E_{va} = 100 \cdot (v/120)^2 \cdot S$  (apoyos con superficies planas).
- $E_{va} = 70 \cdot (v/120)^2 \cdot S$  (apoyos con superficies cilíndricas).
- $v$  = Velocidad del viento (Km/h).
- $S$  = Superficie definida por la silueta del apoyo ( $m^2$ ).
- $h$  = Coeficiente de opacidad. Relación entre la superficie real de la cara y el área definida por su silueta.

$H_v$  = Altura del punto de aplicación del esfuerzo del viento (m). Se obtiene:

- $H_v = H/3 \cdot (d_1 + 2 \cdot d_2) / (d_1 + d_2)$  (m)
- $H$  = Altura total del apoyo (m).
- $d_1$  = anchura del apoyo en el empotramiento (m).
- $d_2$  = anchura del apoyo en la cogolla (m).

### Zapatas Monobloque.

Las zapatas monobloque están compuestas por macizos de hormigón de un solo bloque.

### Momento de fallo al vuelco

Para que un apoyo permanezca en su posición de equilibrio, el momento creado por las fuerzas exteriores a él ha de ser absorbido por la cimentación, debiendo cumplirse por tanto:

$$M_f \geq 1,65 \cdot (M_{ep} + M_{ev})$$

Siendo:

$M_f$  = Momento de fallo al vuelco. Momento absorbido por la cimentación (daN · m).

$M_{ep}$  = Momento producido por el esfuerzo en punta (daN · m).

$M_{ev}$  = Momento producido por el esfuerzo del viento sobre el apoyo (daN · m).

### Momento absorbido por la cimentación

El momento absorbido por la cimentación "Mf" se calcula por la fórmula de Sulzberger:

$$M_f = [139 \cdot C_2 \cdot a \cdot h^4] + [a^3 \cdot (h + 0,20) \cdot 2420 \cdot (0,5 - 2/3 \cdot \ddot{O}(1,1 \cdot h/a \cdot 1/10 \cdot C_2))] ]$$

Siendo:

- $C_2$  = Coeficiente de compresibilidad del terreno a la profundidad de 2 m (daN/cm<sup>3</sup>).
- $a$  = Anchura del cimiento (m).
- $h$  = Profundidad del cimiento (m).

#### Zapatas Aisladas.

Las zapatas aisladas están compuestas por un macizo de hormigón para cada pata del apoyo.

#### Fuerza de rozamiento de las tierras

Cuando la zapata intenta levantar un volumen de tierra, este opone una resistencia cuyo valor será:

$$F_{rt} = d_t \cdot \ddot{a} \cdot (g^2 \cdot L) \cdot \text{tg } [f/2]$$

Siendo:

- $d_t$  = Densidad de las tierras de que se trata ( 1600 daN/ m<sup>3</sup> ).
- $g$  = Longitudes parciales del macizo, en m.
- $L$  = Perímetro de la superficie de contacto, en m.
- $f$  = Angulo de las tierras ( generalmente = 45° ).

#### Peso de la tierra levantada

El peso de la tierra levantada será:

$$P_t = V_t \cdot d_t, \text{ en daN.}$$

Siendo:

- $V_t = 1/3 \cdot h \cdot (S_s + S_i + \ddot{O}( S_s \cdot S_i ))$  ; volumen de tierra levantada, que corresponde a un tronco de pirámide, en m<sup>3</sup> .
- $d_t$  = Densidad de la tierra, en daN/ m<sup>3</sup> .
- $h$  = Altura del tronco de pirámide de la tierra levantada, en m.
- $S_s$  = Superficie superior del tronco de pirámide de la tierra levantada, en m<sup>2</sup> .
- $S_i$  = Superficie inferior del tronco de pirámide de la tierra levantada, en m<sup>2</sup> .

Al volumen de tierra “  $V_t$  “, habrá que quitarle el volumen del macizo de hormigón que hay enterrado.

### Peso del macizo de hormigón

El peso del macizo de hormigón de la zapata será:

$$P_h = V_h \cdot d_h, \text{ en daN.}$$

Siendo:

- $d_h$  = Densidad del macizo de hormigón, en daN/ m<sup>3</sup>.
- $V_h = \sum V_{hi}$ ; los volúmenes “  $V_{hi}$  ” pueden ser cubos, pirámides o troncos de pirámide, en m<sup>3</sup>.
- $V_i = 1/3 \cdot h \cdot (S_s + S_i + \sqrt{S_s \cdot S_i})$ ; volumen del tronco de pirámide, en m<sup>3</sup>.
- $V_i = 1/3 \cdot h \cdot S$ ; volumen de la pirámide, en m<sup>3</sup>.
- $V_i = h \cdot S$ ; volumen del cubo, en m<sup>3</sup>.
- $h$  = Altura del cubo, pirámide o tronco de pirámide, en m.
- $S_s$  = Superficie superior del tronco de pirámide, en m<sup>2</sup>.
- $S_i$  = Superficie inferior del tronco de pirámide, en m<sup>2</sup>.
- $S$  = Superficie de la base del cubo o pirámide, en m<sup>2</sup>.

### Esfuerzo vertical debido al esfuerzo en punta

El esfuerzo vertical que tiene que soportar la zapata debido al esfuerzo en punta "Fep" se obtiene:

$$F_{ep} = 0,5 \cdot (M_{ep} + M_{ev} \cdot f) / \text{Base}, \text{ en daN.}$$

Siendo:

- $M_{ep}$  = Momento producido por el esfuerzo en punta, en daN · m.
- $M_{ev}$  = Momento producido por el esfuerzo del viento sobre el apoyo, en daN · m.
- $f$  = Factor que vale 1 si el coeficiente de seguridad del apoyo es normal y 1,25 si el coeficiente de seguridad es reforzado.
- $\text{Base}$  = Base del apoyo, en m.

### Esfuerzo vertical debido a los pesos

Sobre la zapata actuarán esfuerzos verticales debidos a los pesos, el valor será:

$$F_V = T_V / 4 + P_a / 4 + P_t + P_h, \text{ en daN.}$$

Siendo:

- $T_V$  = Esfuerzos verticales del cálculo de los apoyos, en daN.
- $P_a$  = Peso del apoyo, en daN.
- $P_t$  = Peso de la tierra levantada, en daN.
- $P_h$  = Peso del hormigón de la zapata, en daN.

#### Esfuerzo total sobre la zapata

El esfuerzo total que actúa sobre la zapata será:

$$F_T = F_{ep} + F_V, \text{ en daN.}$$

Siendo:

- $F_{ep}$  = Esfuerzo debido al esfuerzo en punta, en daN.
- $F_V$  = Esfuerzo debido a los esfuerzos verticales, en daN.

#### Comprobación de las zapatas

Si el esfuerzo total que actúa sobre la zapata tiende a levantar el macizo de hormigón, habrá que comprobar el coeficiente de seguridad "Cs", cuyo valor será:

$$Cs = ( F_V + F_{rt} ) / F_{ep} > 1,5 .$$

Si el esfuerzo total que actúa sobre la zapata tiende a hundir el macizo de hormigón, habrá que comprobar que el terreno tiene la debida resistencia "Rt", cuyo valor será:

$$Rt = F_T / S, \text{ en daN/cm}^2 .$$

Siendo:

- $F_V$  = Esfuerzo debido a los esfuerzos verticales, en daN.
- $F_{rt}$  = Esfuerzo de rozamiento de las tierras, en daN.
- $F_{ep}$  = Esfuerzo debido al esfuerzo en punta, en daN.
- $F_T$  = Esfuerzo total sobre la zapata, en daN.
- $S$  = Superficie de la base del macizo, en  $\text{cm}^2$ .

## 4. Cadena de aisladores

### 4.1. Cálculo eléctrico

El grado de aislamiento respecto a la tensión de la línea se obtiene colocando un número de aisladores suficiente "NAis", cuyo número se obtiene:

$$NAis = Nia \cdot Ume / Llf$$

Siendo:

- NAis = número de aisladores de la cadena.
- Nia = Nivel de aislamiento recomendado según las zonas por donde atraviesa la línea (cm/kV).
- Ume = Tensión más elevada de la línea (kV).
- Llf = Longitud de la línea de fuga del aislador elegido (cm).

### 4.2. Cálculo mecánico

Mecánicamente, el coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores "Csm" ha de ser mayor de 3. El aislador debe soportar las cargas normales que actúan sobre él.

$$Csmv = Qa / (Pv + Pca) > 3$$

Siendo:

- Csmv = coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores con cargas normales.
- Qa = Carga de rotura del aislador (daN).
- Pv = El esfuerzo vertical transmitido por los conductores al aislador (daN).
- Pca = Peso de la cadena de aisladores y herrajes (daN).

El aislador debe soportar las cargas anormales que actúan sobre él.

$$Csmh = Qa / (Toh \cdot ncf) > 3$$

Siendo:

- Csmh = coeficiente de seguridad a la rotura de los aisladores con cargas anormales.
- Qa = Carga de rotura del aislador (daN).
- Toh = Tensión horizontal máxima en las condiciones más desfavorables (daN).
- ncf = número de conductores por fase.

#### 4.3. Longitud de la cadena

La longitud de la cadena Lca será:

$$Lca = NAis \cdot LAis \text{ (m)}$$

Siendo:

- Lca = Longitud de la cadena (m).
- NAis = número de aisladores de la cadena.
- LAis = Longitud de un aislador (m).

#### 4.4. Peso de la cadena

El peso de la cadena Pca será:

$$Pca = NAis \cdot PAis \text{ (daN)}$$

Siendo:

- Pca = Peso de la cadena (daN).
- NAis = número de aisladores de la cadena.
- PAis = Peso de un aislador (daN).

#### 4.5. Esfuerzo del viento sobre la cadena

El esfuerzo del viento sobre la cadena Eca será:

$$Eca = k \cdot (DAis / 1000) \cdot Lca \text{ (daN)}$$

Siendo:

Eca = Esfuerzo del viento sobre la cadena (daN).

$k = 70 \cdot (v/120)^2$  . Según apdo 3.1.2.2.

v = Velocidad del viento (Km/h).

DAis = Diámetro máximo de un aislador (mm).

Lca = Longitud de la cadena (m).

### 5. ANGULO DE DESVIACION DE LA CADENA DE SUSPENSION.

Debido al esfuerzo del viento sobre los conductores, las cadenas de suspensión en apoyos de alineación y de ángulo sufren una desviación respecto a la vertical. El ángulo máximo de desviación de la cadena "g" no podrá ser superior al ángulo "m" máximo permitido para que se mantenga la distancia del conductor al apoyo.

$tg g = (Pv + Eca/2) / (P \cdot \chi_{\theta C+V/2} + Pca/2) = Etv / Pt$  , en apoyos de alineación.

$tg g = (Pv \cdot \cos[(180-a)/2] + Rav + Eca/2) / (P \cdot \chi_{\theta C+V/2} + Pca/2) = Etv / Pt$  , en apoyos de ángulo.

Siendo:

- $tg g$  = Tangente del ángulo que forma la cadena de suspensión con la vertical, al desviarse por la acción del viento.
- $Pv$  = Esfuerzo de la mitad de la presión de viento sobre el conductor (120 km/h) (daN).
- $Eca$  = Esfuerzo de la mitad de la presión de viento sobre la cadena de aisladores y herrajes (120 km/h) (daN).
- $P \cdot \chi_{\theta C+V/2}$  = Peso total del conductor que gravita sobre el apoyo en las condiciones de una  $T^a$  X (-5 °C en zona A, -10 °C en zona B, -15 °C en zona C) con sobrecarga mitad de la presión de viento (120 km/h) (daN).
- $Pca$  = Peso de la cadena de aisladores y herrajes (daN).
- $a$  = Angulo que forman los conductores de la línea (gr. sexa.).
- $Rav$  = Resultante de ángulo en las condiciones de -5 °C en zona A, -10 °C en zona B y -15 °C en zona C con sobrecarga mitad de la presión de viento (120 km/h) (daN).

Si el valor del ángulo de desviación de la cadena "g" es mayor del ángulo máximo permitido "m", se deberá colocar un contrapeso de valor:

$$G = Etv / tg m - Pt$$

6. Desviación horizontal de las catenarias por la acción del

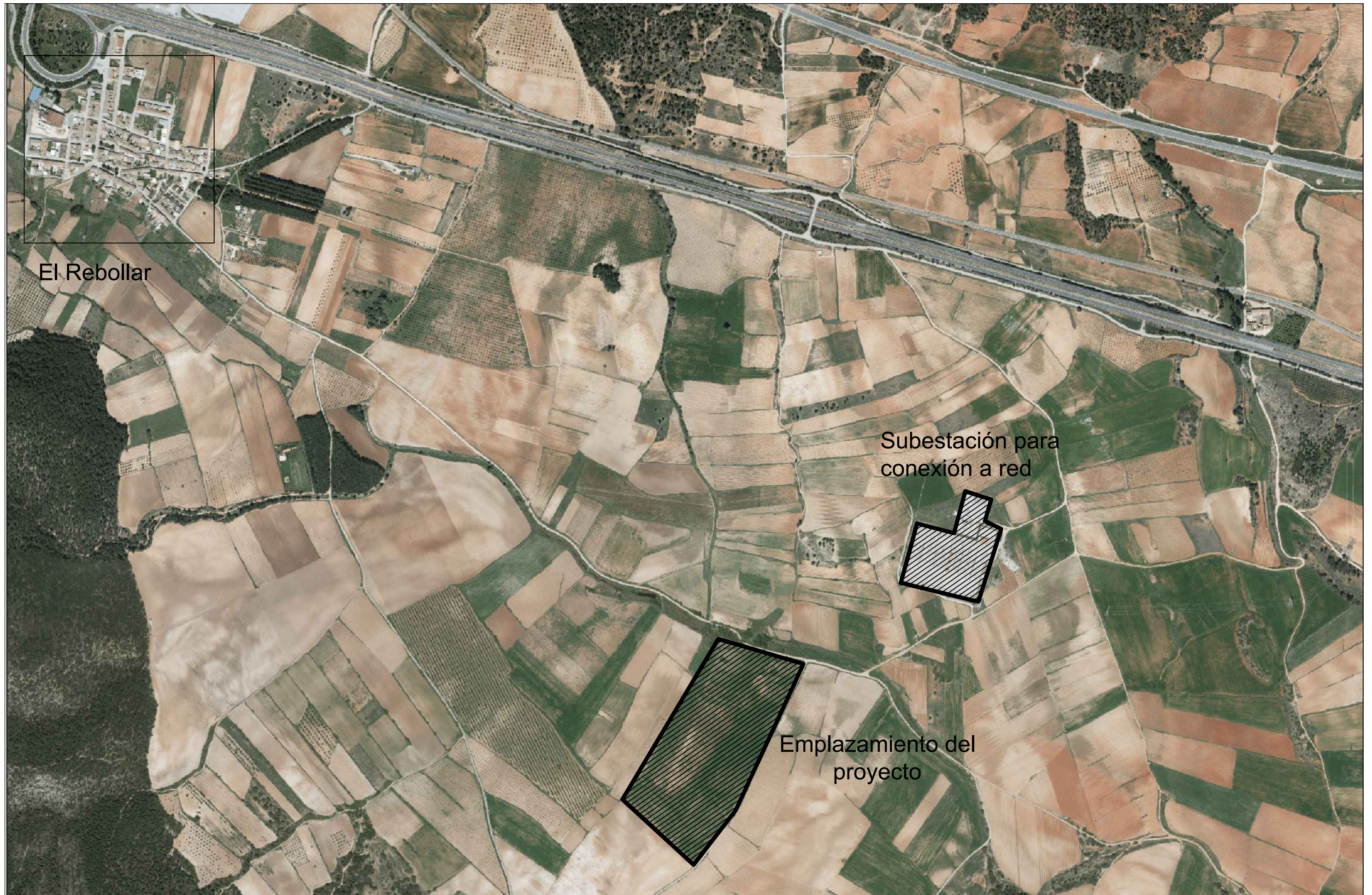
$$d_H = z \cdot \text{sena}$$

Siendo:

- $d_H$  = Desviación horizontal de las catenarias por la acción del viento (m).
- $z$  = Distancia entre el punto de la catenaria y la recta de unión de los puntos de sujeción (m).
- $a$  = Angulo que forma la resultante del viento con el peso propio del conductor.



# PLANOS



TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Proyecto: PROYECTO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 kV SITUADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR (VALENCIA).

Plano: EMPLAZAMIENTO Y PUNTO DE CONEXIÓN A RED

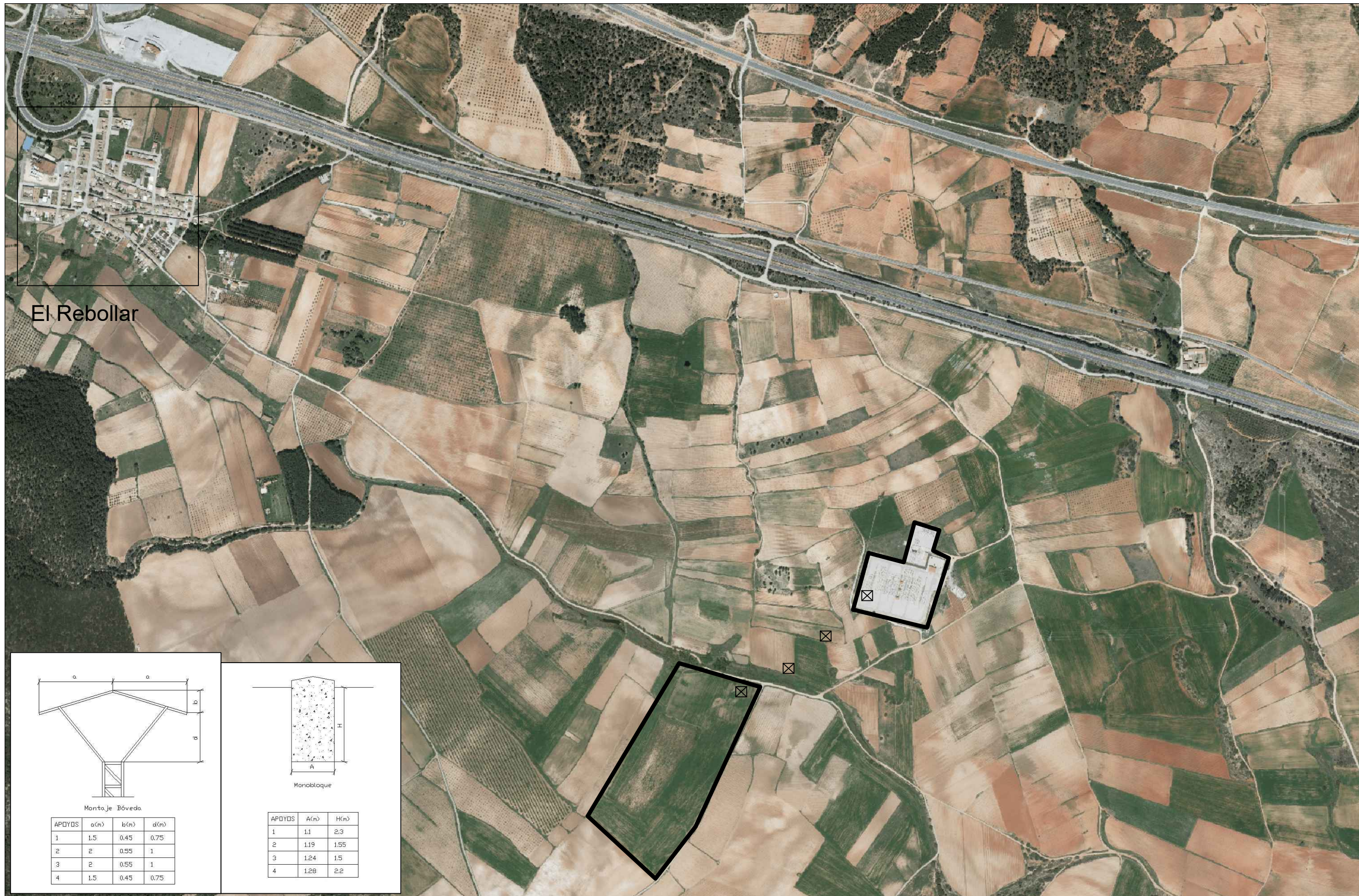
Fecha: Mayo 2021

Nº Plano:

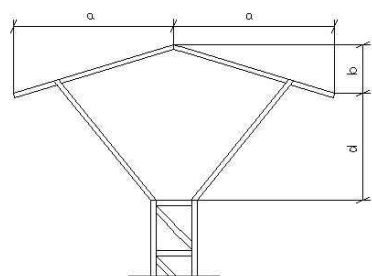


Autor: Francesc Cabo Reche

Escala: 1:10000

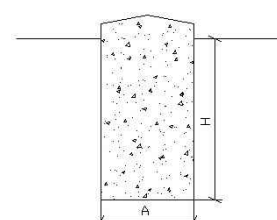


El Rebollar



Montaje Bóveda

APDYDS	a(m)	b(m)	d(m)
1	1,5	0,45	0,75
2	2	0,55	1
3	2	0,55	1
4	1,5	0,45	0,75



Maniobloque

APDYDS	A(m)	H(m)
1	1,1	2,3
2	1,19	1,55
3	1,24	1,5
4	1,28	2,2

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Proyecto: PROYECTO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 kV SITUADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR (VALENCIA).

Plano: APOYOS, ZAPATAS Y CRUCETAS

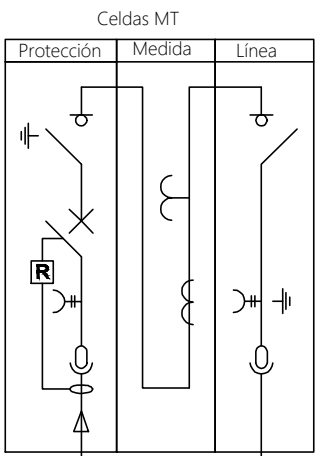
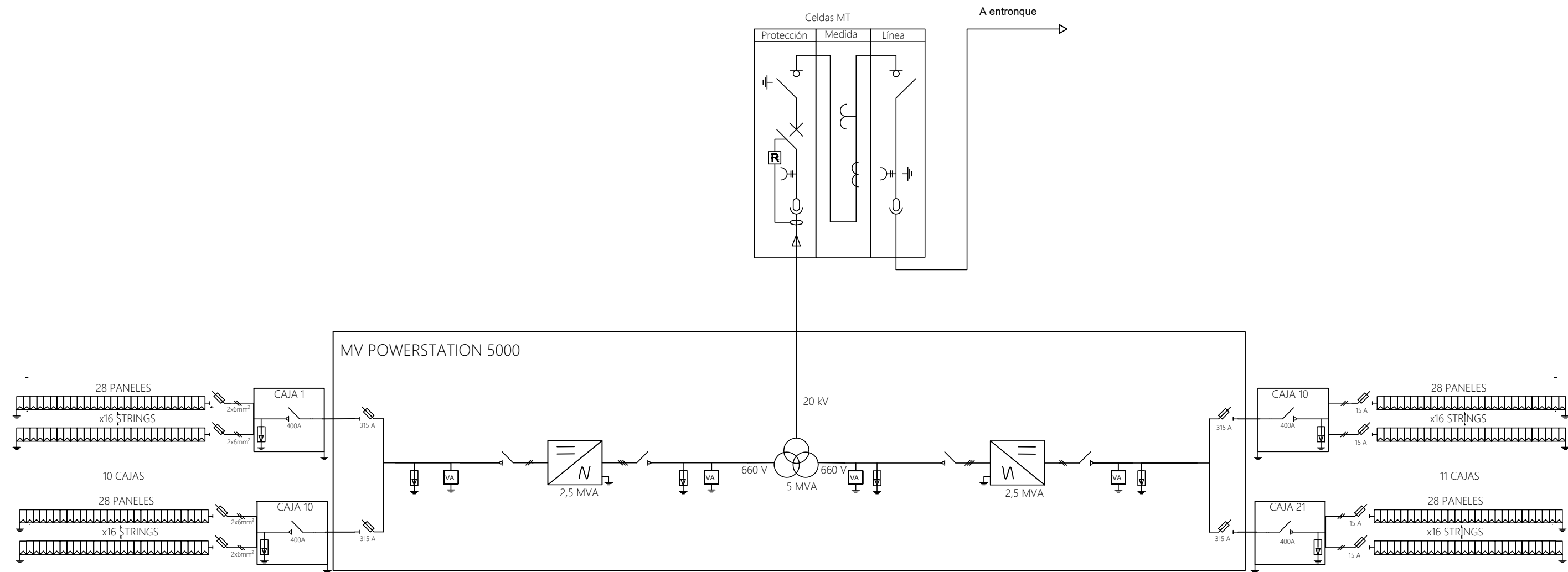
Autor: Francesc Cabo Reche

Fecha: Mayo 2021







Escala: 1:10000

Nº Plano:

2



LEYENDA

-  Fusible
-  Descargador de sobretensiones
-  Interruptor-seccionador
-  Vigilador de aislamiento
-  Inversor
-  Transformador

TRABAJO FINAL DE GRADO MÁSTER INGENIERÍA INDUSTRIAL



Proyecto: PROYECTO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 kV SITUADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR (VALENCIA)

Plano: **DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN**

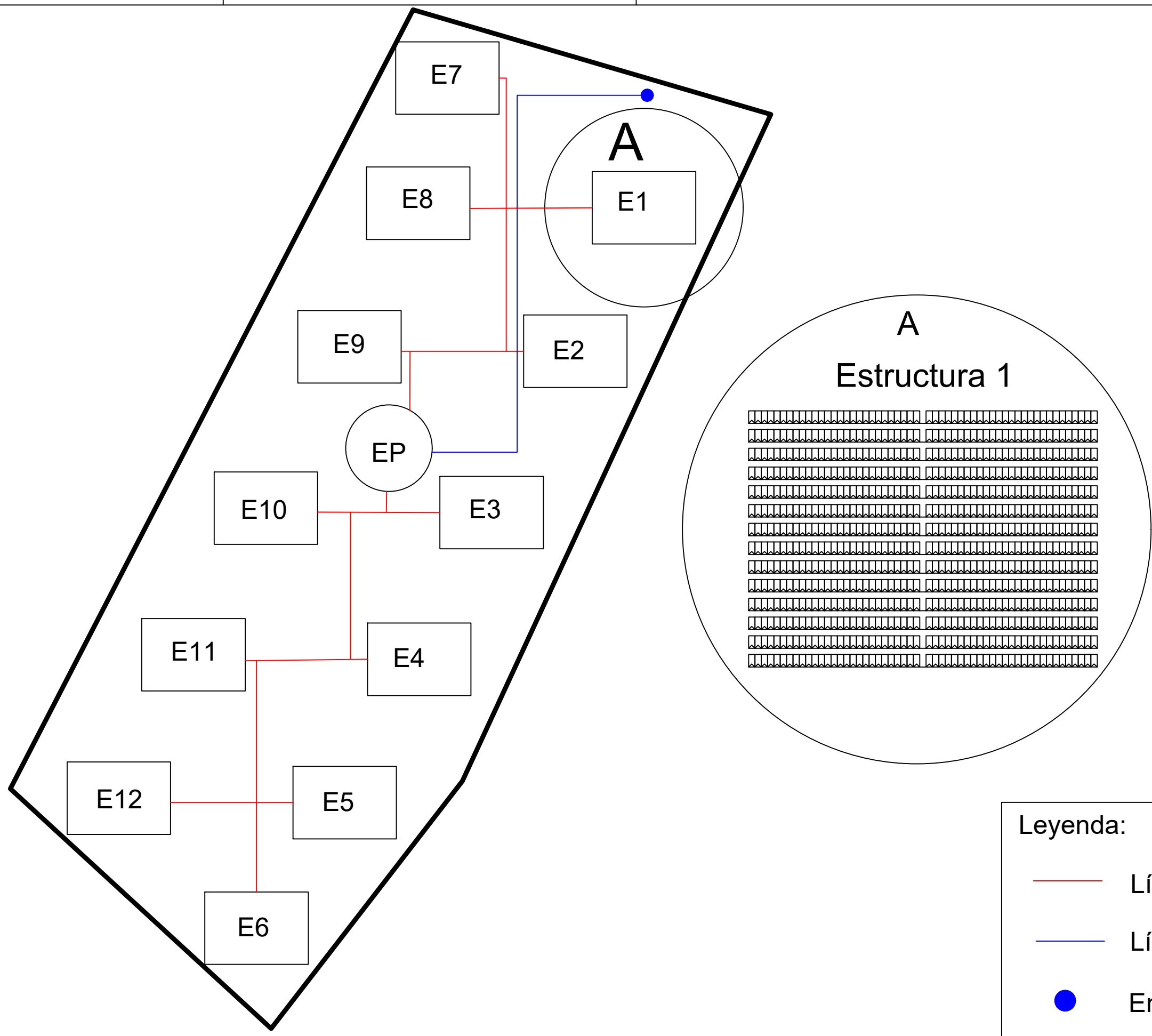
Autor: **Francesc Cabo Reche**

Fecha: **Mayo 2021**

Escala: **S/E**


Nº Plano:

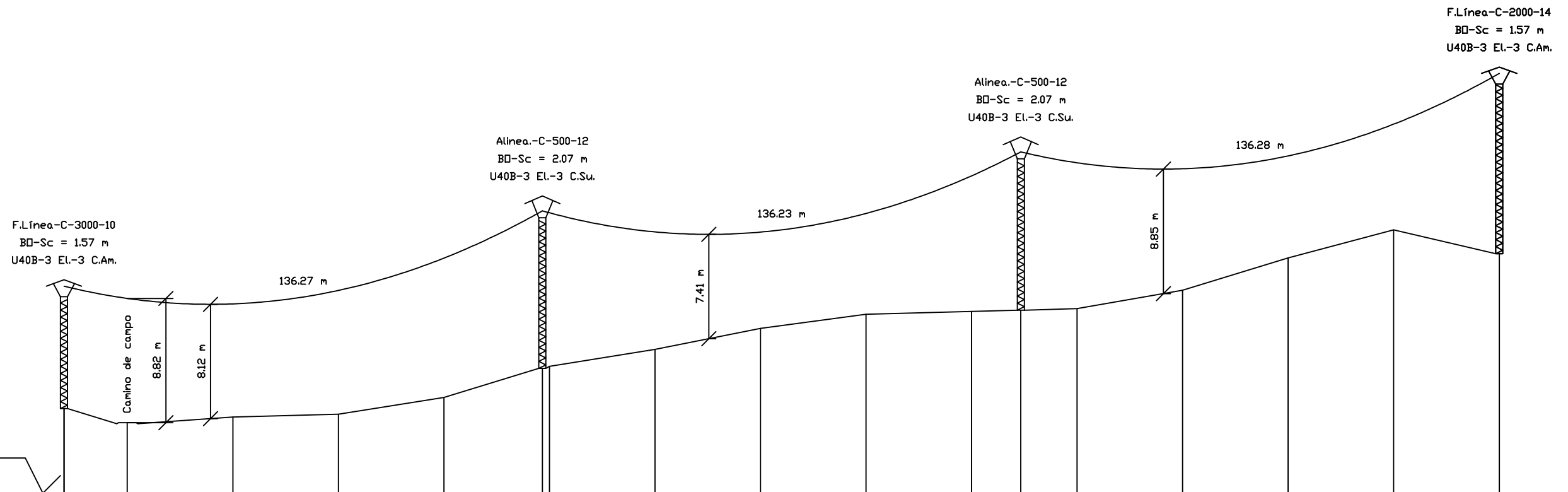
**3**



**Leyenda:**

- Línea 1500V CC
- Línea 20kV
- Entronque

<p>TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL</p> 	<p>Proyecto: PROYECTO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 kV SITUADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR (VALENCIA).</p>	<p>Plano: DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN</p> <p>Autor: Francesc Cabo Reche</p>	<p>Fecha: Mayo 2021</p> <p>Escala: 1:2000</p>	<p>Nº Plano: 4</p>
---	--	---	---	--------------------



PLANO COMPARACION = 673.3 m

U = 20 kV

APDYO	1	2	3	4
COTAS DEL TERRENO (m)	679.3	682.15	686.29	690.3
DESNIVEL (m)		2.85	4.14	4.01
DISTANCIAS PARCIALES (m)		136	136	136
DISTANCIAS AL ORIGEN (m)	0	136	272	408
LONGITUD VANO (m)		136	136	136
ZONA		B	B	B

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Proyecto: PROYECTO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTVOLTAICA DE 5 MWp CON EVACUACIÓN A RED DE 20 kV SITUADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL EL REBOLLAR (VALENCIA).

Plano: PERFIL LÍNEA AÉREA

Fecha: Mayo 2021

Nº Plano:



Autor: Francesc Cabo Reche

Escala: S/E

5