



Escola Superior de Tecnologia  
i Ciències Experimentals · ESTCE

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pedro Sancho Álvarez

**DIRECTORES**

Ana María Navarro Gozalbo

Héctor Beltrán San Segundo

*Castellón, Julio de 2018*



Escola Superior de Tecnologia  
i Ciències Experimentals · ESTCE

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Documento A. **ÍNDICE GENERAL**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pedro Sancho Álvarez

**DIRECTORES**

Ana María Navarro Gozalbo

Héctor Beltrán San Segundo

*Castellón, Julio de 2018*



Documento A. **ÍNDICE GENERAL**

Documento B. **MEMORIA**

<b>1. OBJETO</b> .....	<b>5</b>
<b>2. BENEFICIARIO Y SITUACIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>3. ALCANCE</b> .....	<b>8</b>
<b>4. ANTECEDENTES</b> .....	<b>8</b>
4.1. Historia de la energía fotovoltaica y el efecto fotovoltaico.....	8
4.2. Concepto de radiación solar y efecto fotovoltaico.....	10
4.2.1. Generación de corriente mediante el efecto fotovoltaico.....	11
4.3. Irradiancia e irradiación solar.....	13
4.4. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas .....	13
4.4.1. Instalación aislada .....	13
4.4.2. Instalación de conexión a red .....	14
4.4.3. Instalación de autoconsumo .....	15
<b>5. NORMAS Y REFERENCIAS</b> .....	<b>17</b>
5.1. Disposiciones legales y normas aplicadas.....	17
5.2. Programas de cálculo .....	18
5.3. Bibliografía .....	19
<b>6. DEFINICIONES</b> .....	<b>20</b>
6.1. Radiación solar.....	20
6.2. Instalación .....	20
6.3. Módulos.....	21
<b>7. REQUISITOS DE DISEÑO</b> .....	<b>23</b>
<b>8. ANÁLISIS DE SOLUCIONES (ESTUDIO DE ALTERNATIVAS)</b> .....	<b>27</b>
8.1. Modulo Fotovoltaico.....	27
8.1.1. Tecnologías.....	27
8.1.2. Calidad y precio.....	29
8.2. Inversor de potencia .....	32
8.2.1. Nivel de tensión, perdidas.....	34
8.2.2. Tipologías.....	35
8.2.3. Algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) .....	38
8.3. Orientación e inclinación.....	39
8.4. Separación, sombras.....	39
<b>9. RESULTADOS FINALES (ELECCIÓN FINAL/DEFINITIVA)</b> .....	<b>40</b>
9.1. Descripción general del sistema .....	40

9.2.	Paneles fotovoltaicos.....	40
9.3.	Estructuras soporte.....	41
9.4.	Inversión CC/CA de conexión a red.....	42
9.5.	Protecciones generales de la instalación fotovoltaica .....	43
9.5.1.	Protecciones de la parte de corriente continua .....	44
9.5.2.	Protecciones de la parte de corriente alterna.....	46
9.5.3.	Fusibles .....	47
9.5.4.	Armario de protecciones de alterna. ....	47
9.5.5.	Interruptor magnetotérmico de conexión a red.....	48
9.5.6.	Interruptor diferencial de conexión a red.....	48
9.5.7.	Monitor vigilante de derivación de corriente continua.....	48
9.6.	Puesta a tierra .....	48
9.7.	Cableado .....	49
9.8.	Zanjas y canalizaciones.....	50
9.9.	Centro de maniobra, medida y transformación (CMMT) .....	50

## Documento C. ANEXOS

<b>1.</b>	<b>CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</b>	<b>55</b>
1.1.	Generador eléctrico (modulo, inversor).....	55
1.1.1.	Número de paneles en serie por rama.....	55
1.1.2.	Numero de ramas en paralelo por inversor.....	58
1.1.3.	Diseño del generador fotovoltaico.....	59
1.2.	Nomenclatura y fórmulas utilizadas .....	60
1.2.1.	Corriente en cada línea. ....	61
1.2.2.	Caída de tensión. ....	61
1.3.	Puesta a tierra .....	61
1.4.	Protecciones.....	63
1.4.1.	Calculo interruptor magnetotérmico de cada inversor .....	63
1.4.2.	Calculo interruptor magnetotérmico diferencial general .....	64
1.5.	Cableado de Baja Tensión.....	68
1.5.1.	Criterio intensidad máxima admisible o de calentamiento.....	69
1.5.2.	Criterio de máxima caída de tensión.....	70
1.5.3.	Criterio de intensidad de cortocircuito.....	71
1.5.4.	Secciones del cableado de B.T. ....	72
1.6.	Cableado de Media Tensión .....	75

---

1.7.	Canalizaciones .....	76
1.7.1.	Cálculo del diámetro de tubos en canalizaciones enterradas.....	76
1.8.	Cálculo de orientación e inclinación .....	78
1.9.	Cálculo de pérdidas por sombreado .....	80
1.9.1.	Cálculo de la distancia entre filas de módulos .....	80
<b>2.</b>	<b>ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA .....</b>	<b>83</b>
2.1.	Estudio producción energética.....	83
2.1.1.	Irradiación.....	83
2.1.2.	Generación energía .....	83
2.1.3.	Informe System Advisor Model .....	86
2.2.	Estudio sobre incorporación de sistemas de almacenamiento .....	89
<b>3.</b>	<b>PRESUPUESTO.....</b>	<b>91</b>
<b>4.</b>	<b>DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.....</b>	<b>93</b>
4.1.	Módulo Fotovoltaico.....	93
4.2.	Inversor de potencia .....	95
4.3.	Conductores .....	97

#### Documento D. **PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

<b>1.</b>	<b>PLIEGO DE CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>107</b>
1.1.	Condiciones de materiales y equipos .....	108
1.1.1.	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	109
1.1.2.	Estructura soporte.....	111
1.1.3.	Inversores .....	112
1.1.4.	Conductores eléctricos.....	113
1.1.5.	Conductores de protección .....	114
1.1.6.	Identificación de los conductores .....	115
1.1.7.	Aparatos de protección .....	115
1.1.8.	Medidas de seguridad.....	115
1.1.9.	Tubos protectores y canalizaciones .....	116
1.1.10.	Cajas de empalme o derivación.....	117
1.2.	Condiciones de diseño .....	118
1.2.1.	Diseño del generador fotovoltaico .....	118
1.2.1.1.	Orientación e inclinación y sombras .....	118
1.2.2.	Diseño del sistema de monitorización .....	119

1.2.3. Integración arquitectónica .....	119
1.3. Recepción y pruebas.....	119
1.4. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	121
1.4.1. Programa de mantenimiento .....	121
1.4.2. Garantías .....	122
1.4.2.1. Ámbito general de la garantía.....	122
1.4.2.2. Plazos .....	122
1.4.2.3. Condiciones económicas.....	123
1.4.2.4. Anulación de la garantía.....	123
1.4.2.5. Lugar y tiempo de la prestación.....	123

**Documento E. PLANOS**

P01 – SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

P02 – DISTRIBUCION DE LA PLANTA

P03 – TOMA A TIERRA

P04 – DETALLE MODULO Y ESTRUCTURAS

P05 – ESQUEMA UNIFILAR

P06 – ESQUEMA UNIFILAR TIPO DE INVERSORES Y MODULOS



Escola Superior de Tecnologia  
i Ciències Experimentals · ESTCE

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Documento B. **MEMORIA**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pedro Sancho Álvarez

**DIRECTORES**

Ana María Navarro Gozalbo

Héctor Beltrán San Segundo

*Castellón, Julio de 2018*



## ÍNDICE

<b>1. OBJETO</b> .....	<b>5</b>
<b>2. BENEFICIARIO Y SITUACIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>3. ALCANCE</b> .....	<b>8</b>
<b>4. ANTECEDENTES</b> .....	<b>8</b>
4.1. Historia de la energía fotovoltaica y el efecto fotovoltaico. ....	8
4.2. Concepto de radiación solar y efecto fotovoltaico. ....	10
4.2.1. Generación de corriente mediante el efecto fotovoltaico.....	11
4.3. Irradiancia e irradiación solar.....	13
4.4. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas .....	13
4.4.1. Instalación aislada .....	13
4.4.2. Instalación de conexión a red .....	14
4.4.3. Instalación de autoconsumo .....	15
4.4.3.1. Instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada .....	15
4.4.3.2. Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red .....	15
<b>5. NORMAS Y REFERENCIAS</b> .....	<b>17</b>
5.1. Disposiciones legales y normas aplicadas.....	17
5.2. Programas de cálculo .....	18
5.3. Bibliografía .....	19
<b>6. DEFINICIONES</b> .....	<b>20</b>
6.1. Radiación solar.....	20
6.2. Instalación .....	20
6.3. Módulos.....	21
<b>7. REQUISITOS DE DISEÑO</b> .....	<b>23</b>
<b>8. ANÁLISIS DE SOLUCIONES (ESTUDIO DE ALTERNATIVAS)</b> .....	<b>27</b>
8.1. Modulo Fotovoltaico.....	27
8.1.1. Tecnologías.....	27
8.1.1.1. Tecnología de Silicio Monocristalino.....	27
8.1.1.2. Tecnología de Silicio policristalino .....	28
8.1.2. Calidad y precio.....	29
8.2. Inversor de potencia .....	32
8.2.1. Nivel de tensión, pérdidas.....	34
8.2.2. Tipologías.....	35
8.2.2.1. Inversores centrales .....	35

8.2.2.2.	Inversores de rama (String inverter) .....	36
8.2.2.3.	Inversores de panel (micro-inverter) .....	37
8.2.3.	Algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) .....	38
8.3.	Orientación e inclinación.....	39
8.4.	Separación, sombras.....	39
<b>9.</b>	<b>RESULTADOS FINALES (ELECCIÓN FINAL/DEFINITIVA) .....</b>	<b>40</b>
9.1.	Descripción general del sistema .....	40
9.2.	Paneles fotovoltaicos.....	40
9.3.	Estructuras soporte.....	41
9.4.	Inversión CC/CA de conexión a red.....	42
9.5.	Protecciones generales de la instalación fotovoltaica .....	43
9.5.1.	Protecciones de la parte de corriente continua .....	44
9.5.1.1.	Cortocircuitos.....	44
9.5.1.2.	Sobrecargas .....	45
9.5.1.3.	Contactos directos e indirectos.....	45
9.5.1.4.	Sobretensiones.....	45
9.5.2.	Protecciones de la parte de corriente alterna.....	46
9.5.2.1.	Cortocircuitos y sobrecargas .....	46
9.5.2.2.	Fallos a tierra.....	46
9.5.2.3.	Protección de la calidad del suministro.....	46
9.5.3.	Fusibles .....	47
9.5.4.	Armario de protecciones de alterna. ....	47
9.5.5.	Interruptor magnetotérmico de conexión a red.....	48
9.5.6.	Interruptor diferencial de conexión a red.....	48
9.5.7.	Monitor vigilante de derivación de corriente continua.....	48
9.6.	Puesta a tierra .....	48
9.7.	Cableado .....	49
9.8.	Zanjas y canalizaciones.....	50
9.9.	Centro de maniobra, medida y transformación (CMMT) .....	50

## **1. OBJETO**

---

El presente proyecto tiene como objetivo el dimensionado y el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de media tensión, así como definir las condiciones técnicas y económicas para la ejecución del sistema de generación y venta de energía eléctrica a la red. La potencia del campo solar será de 1.108'8 kWp, correspondiendo a una potencia neta de 900 kW nominales.

Se realiza una descripción técnica de los componentes de la instalación solar como son los paneles, las estructuras soporte, los inversores, el cableado y las protecciones. Junto a la descripción de cada componente se realiza la justificación correspondiente para su elección en función de las particularidades del proyecto.

Se detallan las instalaciones de media tensión necesarias para la inyección de la energía solar generada a la red eléctrica. Se realiza también una descripción técnica de los elementos que componen la red de media tensión: centro de transformación, centro de seccionamiento y línea subterránea de media tensión hasta el punto de conexión de la compañía eléctrica.

Los cálculos justificativos de estos componentes se incluyen en el documento de los Anexos, así como el cálculo de radiación, inclinación y orientación óptima, sombras, separación mínima entre paneles, superficie total, número de series, ramas, secciones del cableado, protecciones de baja tensión y sistema de puesta a tierra. Se incluye, previo a la elección definitiva para el cálculo, el estudio de alternativas para diferentes orientaciones e inclinaciones de los paneles, seguidores lineales de un eje o fijos y diferentes tensiones de las redes de enlace. A partir del diseño realizado se estimarán los valores de generación de energía de la instalación.

Con el objetivo de comparar los datos obtenidos en el diseño obtenido se realiza una simulación mediante el software de diseño de instalaciones renovables System Advisor Model. Introduciendo como datos de entrada las características de la planta y los parámetros de diseño, se obtienen resultados más precisos de la generación de energía, así como de las pérdidas de la instalación.

Adicionalmente, a modo demostrativo, se realiza un estudio sobre la introducción de un sistema de acumulación de energía mediante baterías con el fin de optimizar la venta de energía a la compañía. La finalidad de este estudio es determinar el precio máximo de las baterías a partir del cual quedaría justificada su instalación a

nivel económico, aspecto que se determinará por medio del análisis de distintos parámetros, como el retorno de la inversión.

Finalmente, se presenta el documento del presupuesto final de la planta generadora y los planos necesarios para su ejecución, tales como la distribución de la planta, esquema unifilar de baja y media tensión, sistema de puesta a tierra o detalle de la colocación de paneles y estructuras.

## **2. BENEFICIARIO Y SITUACIÓN**

---

El promotor de la planta solar fotovoltaica es la sociedad limitada: VALFORTEC S.L. domiciliada en Avenida Casalduch 36 12005 Castellón, Castellón.

VALFORTEC es una empresa de referencia en la Comunidad Valenciana dentro del sector de las energías renovables, nacida en Castellón y dedicada a la puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas. Empresa precursora de la energía solar, que aporta su experiencia tecnológica y que gestiona la creación y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas.

Abordan íntegramente todos los pasos para instalar parques fotovoltaicos, desde el estudio de rentabilidad hasta los aspectos jurídico-administrativos, así como todas las labores de gestión y mantenimiento integral durante la vida útil de las instalaciones solares fotovoltaicas, ubicadas tanto en suelo como sobre cubiertas.

Pionera en la promoción y distribución de energías limpias, es consciente de la necesidad que impera en la sociedad de respetar y proteger nuestro medio ambiente, y por ello está comprometida en mantener siempre una actitud positiva y respetuosa tanto con el entorno como con la sociedad de la cual sus directivos y empleados forman parte activa.

Actualmente realizan el mantenimiento de más de 250 instalaciones fotovoltaicas distribuidas por todo el territorio nacional. A nivel internacional operan en países como Reino Unido, Irlanda, Japón, Estados Unidos y Chile, con sede en cada uno de ellos.

Tienen una amplia experiencia de más de diez años en la Operación y Mantenimiento de instalaciones solares, que les ha valido para ser una empresa referente en el sector fotovoltaico. Proporcionan sus servicios de una forma metódica y

profesional, ofreciendo la completa seguridad de que la instalación va a tener un óptimo rendimiento.

Para llevar a cabo este propósito, serán necesarias una serie de acciones encaminadas a mantener y controlar todos los dispositivos instalados en el recinto fotovoltaico, ya que su principal preocupación va a ser cuidar de todos sus componentes, a fin de que el rendimiento de la instalación sea el máximo posible.

La energía fotovoltaica no produce contaminación y evita la quema de combustibles fósiles para producir electricidad, disminuyendo así, una producción muy alta de contaminantes a la atmosfera y logrando evitar el efecto invernadero o la lluvia acida.

La instalación fotovoltaica del presente proyecto estará situada en Partida Consell, Polígono 16, Parcela 15 de la localidad de Benlloch, Castellón.



Figura 1. Ubicación de la instalación

### 3. ALCANCE

---

El presente proyecto se fundamenta y justifica en la generación de energía sin combustibles fósiles, residuos o impacto en el medio ambiente. Actualmente el escenario que nos encontramos en España presenta de nuevo la posibilidad de ejecutar este tipo de instalaciones con unos periodos de retorno que resultan cada vez más atractivos para los inversores.

La instalación solar del presente proyecto, con una potencia instalada de 1.108'8 KWp y gracias a una producción estimada de 2.013.634 kWh anuales, evitará durante su funcionamiento la emisión a la atmósfera de unas 805 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

Esta instalación solar contribuye a la corriente energética global de disminuir la dependencia a nivel energético de fuentes de generación externas.

El funcionamiento general de los sistemas de energía solar fotovoltaica de conexión a red consiste en transformar la energía recibida del sol (fotones) en energía eléctrica mediante el fenómeno denominado "efecto fotoeléctrico", que se produce en las células que forman los módulos fotovoltaicos.

Esta energía eléctrica, producida en corriente continua se transforma en corriente alterna, con unas características determinadas que hacen posible su inyección a la red de transporte y distribución pública, por medio de inversores de conexión a red.

Además de estos componentes principales, el sistema cuenta con otros, como el sistema de conexión a la red eléctrica general, las protecciones del campo solar, las protecciones de los circuitos de alterna o la estructura soporte de los módulos.

### 4. ANTECEDENTES

---

#### **4.1. Historia de la energía fotovoltaica y el efecto fotovoltaico.**

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel, en 1838, cuando tenía tan sólo 19 años. Becquerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino cuando comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol.



**Figura 2. Alexandre Edmond Bequerel**

El siguiente paso se dio en 1873 cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos. En este caso sobre el Selenio.

Pocos años más tarde, en 1877, El inglés William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio.

Si bien en todos estos descubrimientos la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida y quedaba descartada cualquier aplicación práctica, se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles.

La posibilidad de una aplicación práctica del fenómeno no llegó hasta 1953 cuando Gerald Pearson de Bell Laboratories, mientras experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquiera hecha de selenio. A partir de este descubrimiento, otros dos científicos también de Bell, Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas de ellas. De esta manera empezaba la carrera de las placas fotovoltaicas como proveedoras de energía.

## 4.2. Concepto de radiación solar y efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es por definición "el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando sobre él incide la radiación electromagnética".

Para analizar el efecto fotoeléctrico es necesario separar por un lado los electrones (cargas negativas) y por el otro los huecos (cargas positivas). Obtenemos entonces un campo eléctrico y habremos hecho de nuestro semiconductor, un pequeño generador eléctrico.

Para entender cómo se produce este fenómeno a nivel atómico es necesario aclarar los siguientes puntos.

- Semiconductor extrínseco tipo N. Se produce al dopar (introducir) en la estructura cristalina de Silicio impurezas. Dichas impurezas serán de un elemento con cinco electrones de valencia en su orbital externo. Pueden ser Fósforo (P), Antimonio (Sb) o Arsénico (As). Como se aprecia en la imagen, el átomo de Sb crea los cuatro enlaces covalentes. Además, le sobra un electrón que se sale de su órbita para que quede estable. Con cada átomo de antimonio aparece un electrón libre en la estructura que aumenta su conductividad eléctrica. Son conocidos con el nombre de semiconductores tipo N por ser negativa la carga de los portadores añadidos.
- Semiconductor extrínseco tipo P. Se produce al dopar (introducir) en la estructura cristalina del Silicio impurezas. Dichas impurezas deben ser de un elemento con tres electrones de valencia en su orbital exterior. Pueden ser Boro (B), Galio (Ga) o Indio (In). Como se aprecia en la imagen, el átomo de Boro solo crea tres enlaces covalentes. De esta forma queda un átomo de Silicio con un electrón sin enlazar. Aparece entonces un hueco que se comporta como una carga positiva moviéndose por el interior de la red cristalina. Son conocidos con el nombre de semiconductores tipo P por ser positiva la carga de los portadores añadidos.
- Unión del semiconductor P con el N. Al unir ambos semiconductores se produce un efecto de difusión de electrones de la zona N (alta concentración de electrones) a la zona P (baja concentración de electrones). Con los huecos ocurre lo mismo, desplazándose desde donde hay mayor concentración (zona P) a donde hay menor concentración (zona N). En este movimiento de cargas, se produce en la zona de unión una neutralización debido a la combinación de electrones y huecos. La tensión que aparece entre las zonas, llamada barrera

de potencial impide que continúe el movimiento de cargas, ya que las cargas positivas de la zona N repelen a los huecos que se acercan de P, y las cargas negativas de la zona P repelen a los electrones que se acercan de N.

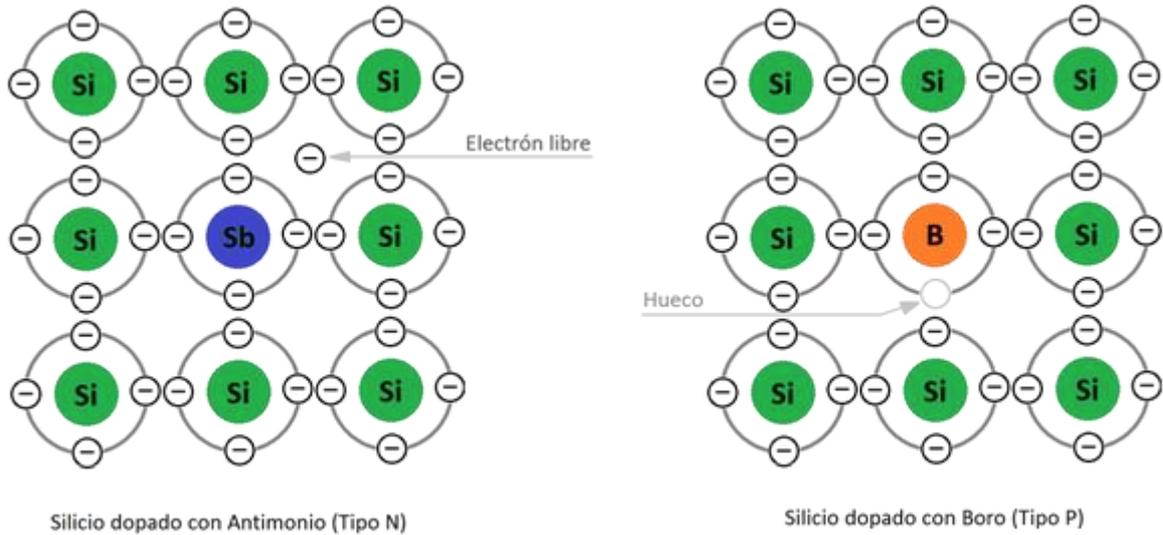


Figura 3. Fenómeno del efecto fotovoltaico

#### 4.2.1. Generación de corriente mediante el efecto fotovoltaico

Al exponer el conjunto PN por la zona N a la radiación electromagnética, la energía de los fotones se transmite a los electrones rompiéndose los enlaces y quedando estos electrones libres incrementando la carga negativa de la zona N y por lo tanto la diferencia de potencial.

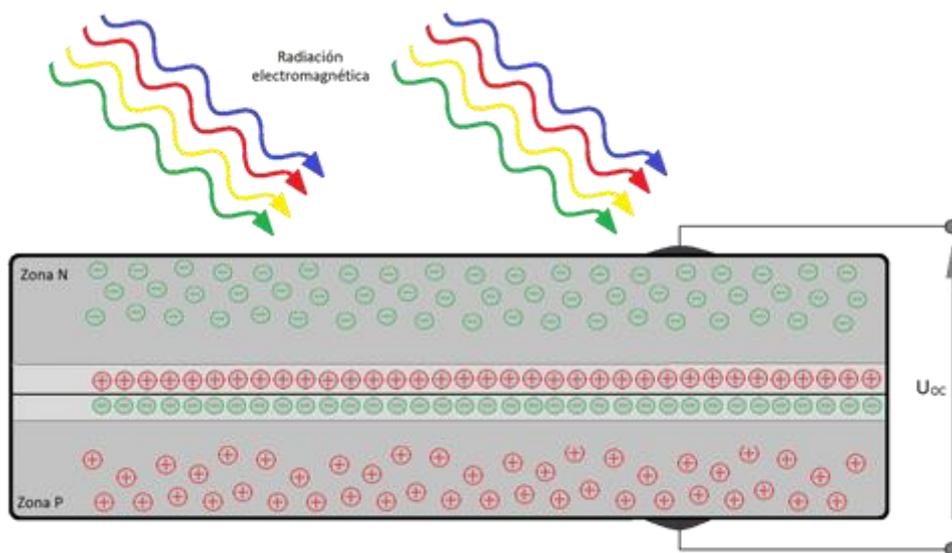


Figura 4. Efecto fotovoltaico

A medida que aumenta la radiación, también lo hará esta diferencia de potencial.

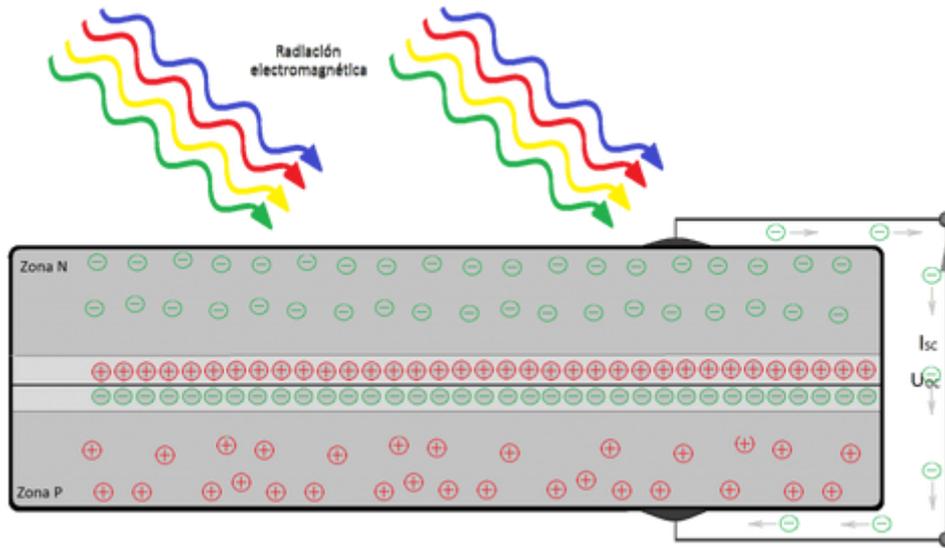


Figura 5. Efecto fotovoltaico en vacío

Uniendo directamente sin resistencia (cortocircuito) la zona N y la zona P los electrones circulan desde la zona N a la zona P en lo que se denomina *corriente de cortocircuito*.

Si lo conectamos en carga, aparece entre los extremos una diferencia de potencial debido a la corriente que circula. De esta forma estamos consumiendo parte de la energía de la radiación electromagnética que incide sobre el material.

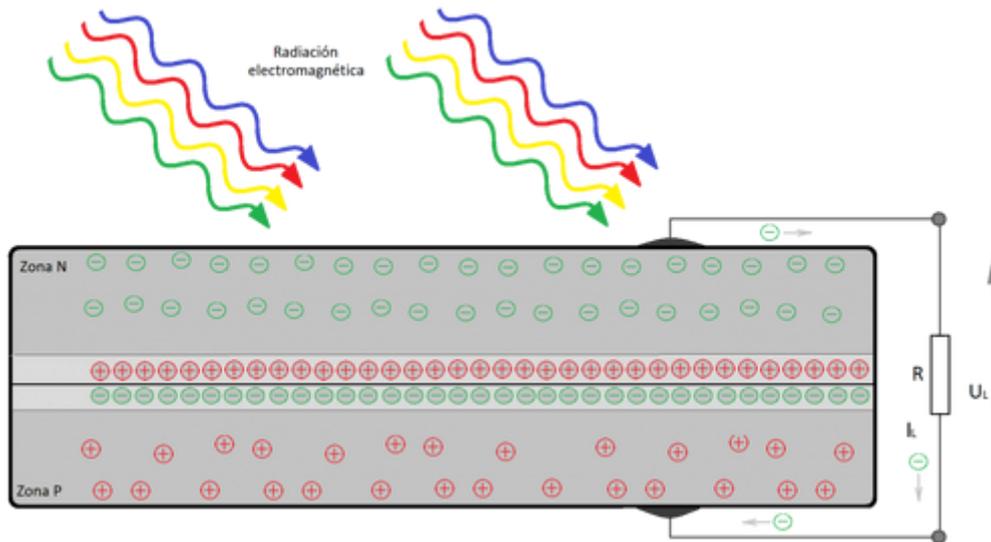


Figura 6. Efecto fotovoltaico en carga

Para que aparezca el efecto fotovoltaico es necesario que el material tenga una estructura molecular determinada (unión PN). Además, debe incidir una radiación electromagnética con energía suficiente para romper los enlaces covalentes de la red cristalina.

### 4.3. Irradiancia e irradiación solar

Se define la **irradiación solar** como la potencia radiante (Energía radiante por unidad de tiempo:  $E/t$ ) incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en  $W/m^2$ .

- Irradiancia solar directa: Irradiancia de la radiación solar que alcanza una superficie en la misma dirección que la de la línea recta desde el disco solar. Si el plano es perpendicular a esta línea, la irradiación solar recibida se llama directa normal. Se expresa en  $W/m^2$ .
- Irradiancia solar difusa: Irradiancia de la radiación solar que no alcanza la superficie en la misma dirección de la línea recta desde el disco solar. Se expresa en  $W/m^2$ .
- Irradiancia solar reflejada: La radiación por unidad de tiempo y unidad de superficie que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. Se denomina Albedo. No se considera para el cálculo de las instalaciones solares contempladas en este marco.

Se define **irradiación solar** a la Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiación durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en  $MJ/m^2$  o  $kWh/m^2$ .

### 4.4. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas

#### 4.4.1. Instalación aislada

Producen electricidad sin ningún tipo de conexión con la red eléctrica, a fin de dotar de este tipo de energía al lugar donde se encuentran ubicadas. Dentro de este tipo de instalaciones se pueden destacar las habituales:

- Telecomunicaciones: telefonía rural, vía radio; repetidores (de telefonía, televisión, etc).
- Electrificación de zonas rurales y aisladas: estas instalaciones, que se pueden realizar en cualquier lugar, están pensadas para países y regiones en desarrollo y todas aquellas zonas en que no existe acceso a la red eléctrica

comercial (en Europa hay cerca de un millón de personas sin acceso a esta red): viviendas aisladas, de ocupación permanente o periódica, refugios de montaña, etc. En ciertos países, como Cuba o Brasil, se emplean en locales comunitarios (consultorios médicos, escuelas) o para abastecer de electricidad a un determinado grupo de personas (un pueblo, una aldea, etc.).

- Señalización: se aplica, por ejemplo, a señales de tráfico luminosas, formadas por diodos LED, alimentados por un panel solar y una batería.
- Alumbrado público: se utiliza en zonas en las que resulta complicado llevar una línea eléctrica convencional.
- Bombeo de agua: estas instalaciones están pensadas para lugares tales como granjas, ranchos, etc. Se pueden realizar en cualquier lugar. Su uso puede ser tanto para agua potable como para riego.
- Redes VSAT: redes privadas de comunicación (para una empresa, un organismo oficial, etc.) que actúan a través de satélite. La energía solar se utiliza para alimentar las estaciones de la red.
- Telemetría: permite realizar medidas sobre variables físicas y transmitir la información a una central (p. ej.: control de la pluviometría de la cuenca de un río).

Otras aplicaciones: juguetes, alumbrado en jardines, divertimentos.

#### **4.4.2. Instalación de conexión a red**

Este es el tipo de instalación en el cual se incluiría el presente proyecto, en ellas el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país, en este caso REE, red eléctrica española.

Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el periodo de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día, siendo muy importantes los kilovatios generados de esta forma. Cabe distinguir:

- Centrales fotovoltaicas y huertos solares: recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas de diferentes propietarios con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica con la cual se haya establecido el contrato. La energía vendida puede estar a nombre de una persona, una sociedad, etc. (la potencia instalada depende de las dimensiones del generador fotovoltaico). Cada instalación tiene su propietario y

todas ellas se ubican en el mismo lugar. Esto posibilita mejoras en el mantenimiento de la instalación, vigilancia, pólizas de seguros, etc.

- Edificios fotovoltaicos: es una de las últimas aplicaciones desarrolladas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de los módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual. Además, la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica consiste en combinar la doble función, como elemento constructivo y como productor de electricidad, de los módulos fotovoltaicos.

#### **4.4.3. Instalación de autoconsumo**

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son aquellas que utilizan la energía generada para abastecer consumos propios. También se dividen en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red o instalaciones aisladas.

##### **4.4.3.1. Instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada**

Son las que se encuentran conectadas con el interior de una red de consumo pero que no cuentan con conexión eléctrica física con la red de transporte o distribución. El almacenamiento de energía con baterías es imprescindible en este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas, con el fin de garantizar un suministro eléctrico continuo. también suelen ir acompañadas de un generador de combustible para asegurar el suministro cuando la instalación fotovoltaica no genera durante un largo periodo de tiempo.

Una instalación de autoconsumo aislada suele encontrarse en regiones donde la red eléctrica no llega por la imposibilidad o por el elevado coste de llevarla, como por ejemplo en zonas rurales con baja población y alejadas de grandes núcleos urbanos.

##### **4.4.3.2. Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red**

Son instalaciones de placas solares para autoconsumo que se encuentran conectadas con el interior de una red de consumo, pero también se encuentran conectadas con una conexión eléctrica física con la red de transporte o distribución.

La acumulación o almacenamiento de energía no es imprescindible en este tipo de instalaciones de autoconsumo solar ya que se recurre a la red eléctrica cuando no hay generación.

Esta modalidad está regulada por el Real Decreto 900/2015, normativa a través de la cual se regularizan las condiciones administrativas, eléctricas y económicas de las distintas modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción.

Esta regulación se aplica a dos modalidades:

#### Modalidad tipo 1

Se trata de una instalación de autoconsumo destinada al consumo propio, conectada en el interior del punto de suministro del consumidor, y que no esté dada de alta como instalación de producción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. Asimismo, también las podemos dividir en dos subtipos:

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas tienen una serie de requisitos:

- La Potencia contratada no puede ser superior a 100 KW.
- La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.

#### Modalidad tipo 2

Se trata de instalaciones solares de autoconsumo destinadas al consumo propio y que a su vez realizan venta a red del excedente de energía generada y que se encuentran inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RIPRE). En esta modalidad existirán dos sujetos, el consumidor y el productor.

En el caso de vertido de energía a red, sólo las instalaciones solares de autoconsumo de la modalidad tipo 2 pueden recibir una contraprestación por la energía generada.

En esta modalidad de autoconsumo también se permite la instalación de elementos de acumulación con baterías inteligentes. Siempre y cuando se disponga de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique, y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o la energía horaria consumida.

## **5. NORMAS Y REFERENCIAS**

---

### **5.1. Disposiciones legales y normas aplicadas**

El diseño, la ejecución de la instalación y la selección de los componentes del presente proyecto se realiza en base a las normas y las disposiciones legales vigentes citadas a continuación:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y las ITC correspondientes.
- IDAE, octubre de 2002, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial
- Borrador del 26 de Julio de 2011 del Plan de Energías Renovables 2011-2020.
- Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Especificaciones Técnicas, Procedimientos y Normas particulares de la compañía suministradora.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

## **5.2. Programas de cálculo**

En el transcurso del diseño y dimensionamiento del proyecto se ha empleado software de diferente índole para los cálculos, simulaciones y planos necesarios para la ejecución de la instalación solar.

Para llevar a cabo todos los cálculos necesarios para el dimensionamiento de la planta se ha empleado el programa informático Excel, un programa del tipo Hoja de Cálculo que permite realizar operaciones con números organizados en una cuadrícula. Posibilita realizar tanto simples sumas hasta otras muchas operaciones más complejas.

Una hoja de cálculo es un programa que es capaz de trabajar con números de forma sencilla e intuitiva. Para ello se utiliza una cuadrícula donde, en cada celda de la cuadrícula, se pueden introducir números, letras y gráficos.

Los datos meteorológicos se han obtenido mediante PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), una herramienta online y gratuita que permite conocer los datos meteorológicos de una ubicación deseada, como la irradiación, temperatura ambiente, humedad, velocidad del viento, altura solar, etc.

Para la simulación de la planta se ha empleado el software para simulación de plantas generadoras SAM (The System Advisor Model). Un programa informático desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y diseñado para realizar modelos de funcionamiento y financieros de plantas generadoras con el objetivo de facilitar la toma de decisiones a personas involucradas en la industria de energías renovables.

SAM hace predicciones de rendimiento energético y estimaciones de los costes de la energía para proyectos de energía conectados a red en función de los costes de instalación y operación y los parámetros de diseño del sistema que se especifiquen como entradas para el modelo. Será necesario especificar tanto las características técnicas de los distintos componentes del sistema eléctrico, como los datos meteorológicos de la ubicación para una correcta predicción de la producción.

En el caso de los planos, para dibujar estos se ha gastado AutoCAD, un software de diseño asistido por computadora utilizado para dibujo 2D.

### 5.3. Bibliografía

- [1] EQUIPO EDITORIAL: *UF0153: Montaje eléctrico y electrónico en instalaciones solares fotovoltaicas*, España, 2014.
- [2] ANTONIO AGUILERA NIEVES: *Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas*, Editorial Vértice, España, 2011.
- [3] VICENTE SALAS MERINO: *Legislación y Normativa de los Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red*, Editorial Liber Factory.
- [4] ANA MARÍA NAVARRO GOZALBO: *EE1028 - Instalaciones de Energías Renovables*, Universitat Jaume I, España, 2018.
- [5] HÉCTOR BELTRÁN SAN SEGUNDO: *EE1021 - Instalaciones eléctricas de baja y media tensión*, Universitat Jaume I, España, 2018.
- [6] TOMÁS DÍAZ CORCOBADO Y GUADALUPE CARMONA RUBIO: *Instalaciones solares fotovoltaicas*, Editorial McGraw-Hill Interamericana, España, 2010.
- [7] *Ventajas y desventajas de los paneles solares: mono, policristalinos y de película delgada*, <https://energiasolarfotovoltaica.org/ventajas-y-desventajas-de-los-paneles-solares-2>.
- [8] *IRENA Electricity Storage Costs, 2017*.

## 6. DEFINICIONES

---

### 6.1. Radiación solar

#### *Radiación solar*

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

#### *Irradiancia*

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en  $W/m^2$ .

#### *Irradiación*

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en  $Wh/m^2$ , si es por día en  $Wh/m^2/día$ .

#### *Azimut Solar*

Es el ángulo horizontal formado por la posición del Sol y la dirección del verdadero sur.

#### *Altitud solar*

Angulo que está formado por la posición del sol sobre la horizontal del plano terrestre. Se mide en grados.

#### *Latitud*

Distancia angular entre el ecuador y un punto determinado de la superficie terrestre, contada a lo largo del meridiano en el que se encuentra dicho punto. Se mide en grados minutos y segundos.

### 6.2. Instalación

#### *Instalación fotovoltaica*

Aquella que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

#### *Instalaciones fotovoltaicas interconectadas*

Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

#### *Línea y punto de conexión y medida*

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

#### *Interruptor automático de la interconexión*

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

#### *Interruptor general*

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

#### *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

#### *Rama o serie fotovoltaica*

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

#### *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

#### *Potencia nominal del generador*

Más conocido como potencia pico de la planta, es el sumatorio de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos. Se mide en kWp.

#### *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Sumatorio de la potencia nominal de los inversores (la especificada en el Datasheet del fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento. Se mide en kWn.

### **6.3. Módulos**

#### *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

### *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forma la instalación.

### *Módulo o panel fotovoltaico*

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

Determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral AM 1,5G
- Temperatura de célula 25°C

### *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento es de 1 m/s.

## **7. REQUISITOS DE DISEÑO**

---

En este punto de la memoria se describen las bases y datos de partida que se derivan de:

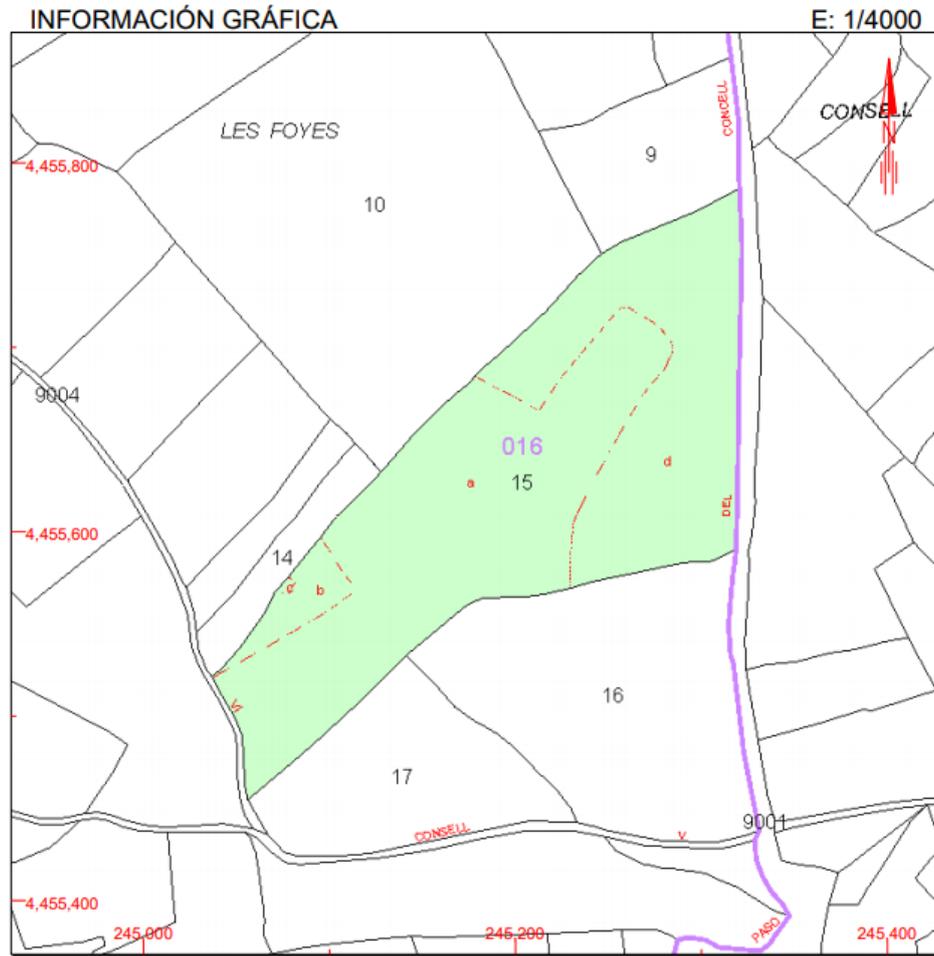
- El cliente.
- El emplazamiento y su entorno.
- Los estudios realizados encaminados a la definición de la solución adoptada.
- Las interfaces con otros sistemas o elementos externos al proyecto u otros que condicionan las soluciones técnicas del mismo.

En este caso el cliente de la planta fotovoltaica es también el promotor, ya que en otros casos la empresa para la que se ha realizado el proyecto actúa como vendedor, aunque en este caso es una instalación propia.

Los requisitos marcados por la empresa para la realización del proyecto han sido varios:

- La parcela donde se va a ejecutar la instalación es de su propiedad, por lo que no es necesario incluir la compra del terreno en el presupuesto ni en el estudio de viabilidad.
- El número de paneles disponibles para la instalación fotovoltaica es limitado.
- Se tendrá en cuenta el punto anterior a la hora de diseñar el sistema, ya que prevalece que las pérdidas por sombreado sean mínimas a que la potencia pico de la instalación sea más elevada.
- Se dejará espacio en la parcela para una posible ampliación en la planta con uno o varios inversores, es decir, entre 224 y 448 paneles.
- La superficie disponible para la instalación es de 37.991 m<sup>2</sup>. Se muestra la información catastral de la parcela:

## CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del 'Acceso a datos catastrales no protegidos' de la SEC.

- 245,400 Coordenadas U.T.M. Huso 31 ETRS89
- Límite de Manzana
- Límite de Parcela
- Límite de Construcciones
- Mobiliario y aceras
- Límite zona verde
- Hidrografía

Figura 7. Consulta datos catastrales 1



**GOBIERNO DE ESPAÑA**

**MINISTERIO DE HACIENDA**

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

**REFERENCIA CATASTRAL DEL INMUEBLE**

**12029A016000150000FR**

**DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE**

<b>LOCALIZACIÓN</b>	
Polígono 16 Parcela 15	
CONSELL. BENLLOCH [CASTELLÓN]	
<b>USO PRINCIPAL</b>	<b>AÑO CONSTRUCCIÓN</b>
Agrario	--
<b>COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN</b>	<b>SUPERFICIE CONSTRUIDA (m²)</b>
100,000000	--

**PARCELA CATASTRAL**

<b>SITUACIÓN</b>		
Polígono 16 Parcela 15		
CONSELL. BENLLOCH [CASTELLÓN]		
<b>SUPERFICIE CONSTRUIDA (m²)</b>	<b>SUPERFICIE GRÁFICA PARCELA (m²)</b>	<b>TIPO DE FINCA</b>
--	37.991	--

**CULTIVO**

Subparcela	CC	Cultivo	IP	Superficie m²
a	F-	Frutales secano	02	21.361
b	O-	Olivos secano	00	1.649
c	I-	Improductivo	00	99
d	E-	Pastos	00	14.179

**Figura 8. Consulta datos catastrales 2**

Como medida de seguridad para las personas el recinto que rodea la parcela quedará vallado y los elementos de la instalación se dispondrán con una separación mínima al vallado de 5 metros.

Para el funcionamiento de la planta fotovoltaica será necesario disponer un transformador de servicios auxiliares para abastecer la demanda energética de las instalaciones complementarias al generador fotovoltaico, como puede ser el sistema

de videovigilancia, el sistema de seguridad del vallado, una caseta para los operarios de mantenimiento, etc.

Respecto al Centro de Transformación se debe tener en cuenta que la proximidad entre este y el punto de conexión de la línea de Media Tensión sea la menor posible, con el fin de abaratar costes en el presupuesto.

Se realiza un estudio energético de la instalación fotovoltaica teniendo considerando la radiación solar para la localización exacta de la planta mediante el software de radiación solar PVGIS. Estos valores de radiación se han introducido en el programa de simulación System Advisor Model para obtener un resultado fiable de la producción anual del sistema generador, con una resolución horaria que permite observar en el programa las relaciones entre las condiciones meteorológicas del lugar y la energía producida. Los resultados de este estudio de producción energética se encuentran en el apartado 2.1 de los ANEXOS.

## 8. ANÁLISIS DE SOLUCIONES (ESTUDIO DE ALTERNATIVAS)

### 8.1. Modulo Fotovoltaico

#### 8.1.1. Tecnologías

A continuación, se exponen las diferentes tecnologías que se han valorado para el diseño de la presente instalación solar fotovoltaica. Finalmente, como se verá en la el resultado de la elección final, se emplearan paneles policristalinos debido a la reducción de precios en los últimos años respecto a los policristalinos, y la tendencia a igualarse cada vez más las eficiencias entre estas dos tecnologías.

##### 8.1.1.1. Tecnología de Silicio Monocristalino



Figura 9. Célula silicio monocristalino

El silicio monocristalino (mono-Si) cuenta con una estructura cristalina uniforme, como se puede apreciar en la figura 9, que indica una alta pureza en silicio. Estos paneles tienen las mayores tasas de eficiencia de conversión fotovoltaica, obteniendo como ventaja el mayor rendimiento frente a otras tecnologías gracias a su habilidad de convertir la mayor cantidad de energía solar a eléctrica, su eficiencia al momento de conversión de luz solar en electricidad es de hasta el 21,5%, aunque en la actualidad se ha logrado llegar a una eficiencia máxima de una célula monocristalina del 24,1 % en laboratorio.

Los paneles solares de silicio monocristalino ahorran espacio. Dado que estos paneles solares producen las más altas salidas de potencia, también requieren la menor cantidad de espacio en comparación con otros tipos.

Los paneles monocristalinos tienen una larga vida útil. La mayoría de los fabricantes de paneles solares conceden una garantía de 25 años a sus paneles solares monocristalinos. Debido a que ambos tipos de paneles solares cristalinos

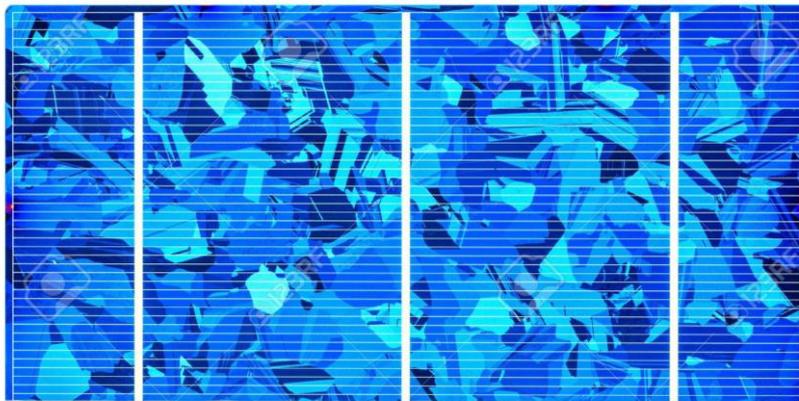
están hechos de silicio cristalino, un material muy inerte y estable, es muy probable que estos paneles solares duren mucho más que su vida útil de 25 años de garantía.

Tienden a ser más eficientes en climas cálidos. Con todas las células solares, la producción de electricidad disminuye a medida que la temperatura aumenta. Sin embargo, esta degradación de la producción es menos severa en los paneles monocristalinos que en los paneles solares policristalinos.

Sin embargo, en la práctica, la diferencia es muy pequeña. El nivel al que cada producción de paneles solares disminuye a medida que aumenta la temperatura se denomina coeficiente de temperatura y se publica en las especificaciones de cada panel.

Por contrapartida este tipo de paneles también conlleva alguna desventaja. Los paneles solares monocristalinos son los más caros. En los últimos años, una interrupción en las eficiencias de la producción de lingotes policristalinos, células y módulos ha hecho que el panel solar policristalino se haya vuelto más común y se haya beneficiado de las ventajas de costos sobre los paneles monocristalinos.

#### **8.1.1.2. Tecnología de Silicio policristalino**



**Figura 10. Célula silicio policristalino**

En contrapartida a los paneles monocristalinos, los paneles de silicio policristalino tienen un rendimiento ligeramente menor, alcanzan eficiencias comerciales de hasta el 17,5%, porcentaje que se ha duplicado desde 1990, y actualmente se ha logrado llegar a una eficiencia máxima de una célula policristalina del 21,3% en laboratorio. Aunque no es el tipo de panel que mayor energía convierte, es el más vendido gracias a sus precios favorables en el mercado.

El proceso utilizado para hacer silicio policristalino es más simple y cuesta menos. La cantidad de silicio residual es menor en comparación con el monocristalino dónde el desperdicio es mayor.

Los paneles solares policristalinos tienden a tener una tolerancia al calor ligeramente menor que los paneles solares monocristalinos. Los paneles solares policristalinos tenderán a tener un coeficiente mayor de temperatura que los módulos solares fabricados con monoceldas. Esto significa que a medida que aumente el calor, la producción de este tipo de celda disminuirá. Sin embargo, en la práctica estas no son muy significativas.

La eficiencia de los paneles solares policristalinos es típicamente del 15-18%. Debido a la menor pureza del silicio, los paneles solares policristalinos no son tan eficientes como los paneles solares monocristalinos.

Generalmente, con paneles solares de silicio policristalino se necesita cubrir mayor superficie, que con monocristalinos, para generar la misma potencia. Aunque esto no quiere decir que todos los paneles monocristalinos funcionen mejor que aquellos basados en silicio policristalino.

Los paneles solares monocristalinos tienden a ser más estéticos ya que tienen un aspecto más uniforme en comparación con el color azul moteado del silicio policristalino que se puede apreciar en la figura 10.

### 8.1.2. Calidad y precio

En este punto se va a evaluar la importancia de la calidad constructiva de los módulos fotovoltaicos en relación con el precio.

No es difícil encontrar placas solares baratas en el mercado, aunque si lo es que ofrezcan una calidad suficiente para un sistema de generación, que no debe disminuir excesivamente el rendimiento durante mínimo 25 años.

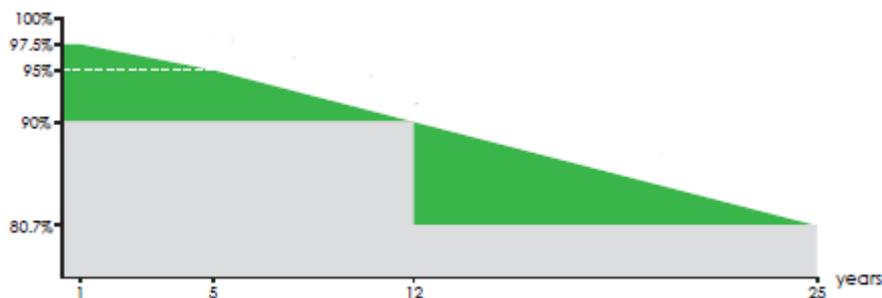


Figura 11. Rendimiento típico paneles a 25 años

Como vamos a ver hay aspectos a tener muy en cuenta que afectan al rendimiento de la planta en función de la calidad del panel. Como se puede observar en la figura 11 el rendimiento de los paneles pasa de media del 97,5% del primer año hasta el 80,7% el año 25, por lo que se considera que una placa pierde de media un 0,7% del rendimiento cada año, y hay que pensar que los paneles están durante toda la vida útil expuesto a la intemperie.

Los problemas más habituales que podemos encontrarnos con paneles solares baratos en los primeros 3, 4 años son de diversa índole:

- Puntos calientes, o “hotspots”, debido a una mala calidad de la célula solar empleada en el montaje del producto. La consecuencia es, a medio plazo, un panel solar inservible y la obligación de comprar uno nuevo. Cuando ocurre algo así, todos los paneles conectados en esa misma serie se ven afectados, y la producción final del sistema se reduce drásticamente.
- Destrucción del Tedlar: Debido a la baja calidad de muchos fabricantes, se suele producir degradación y destrucción del Tedlar (la parte posterior del panel solar), debido a un punto caliente. También provocará que el panel acabe siendo inservible.
- Deslaminado de las células integradas en el panel. Eso se debe a una fabricación defectuosa a la hora de hacer el laminado y acabará provocando que el panel sea inservible. Es un caso que sucede mucho con fabricantes asiáticos de calidad media-baja, debido a que el proceso de laminado requiere tiempo de espera y, en muchos casos, esos fabricantes lo acortan para incrementar la fabricación.
- Problemas con los diodos de bypass. Lo ideal son diodos de bypass militares, que soportan mucho mejor las altas temperaturas y condiciones extremas. También es importante que estén bien encapsulados (que los tape la silicona protectora). Hay muchos casos de diodos de baja calidad en paneles solares baratos que se queman y el panel deje de funcionar.
- Amarilleamiento del EVA. Otro caso muy habitual en placas solares baratas de origen asiático. El EVA utilizado en esos casos es de muy baja calidad y con el paso del tiempo se degrada y provoca una gran pérdida de producción.
- Soldaduras defectuosas. En ocasiones ocurre que el proceso de soldadura no está optimizado, también que las temperaturas de soldadura son incorrectas, e incluso la falta de estaño durante la soldadura. Lo que puede provocar es la aparición de un punto caliente, con el consecuente fallo del panel y queda inservible para la obtención de energía del mismo.

Cabe destacar que para la elección del modelo de los paneles fotovoltaicos se ha tenido en cuenta que el fabricante esté dentro de la categoría Tier 1. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos con clasificación Tier 1 sólo representan aproximadamente un 2% del mercado de fabricantes.

La principal característica de los fabricantes catalogados en esta categoría es que fabrican los paneles solares a partir de cero. Esto significa que controlan todo el proceso de producción desde las células de silicio a los marcos de cada panel, el armado, etc.

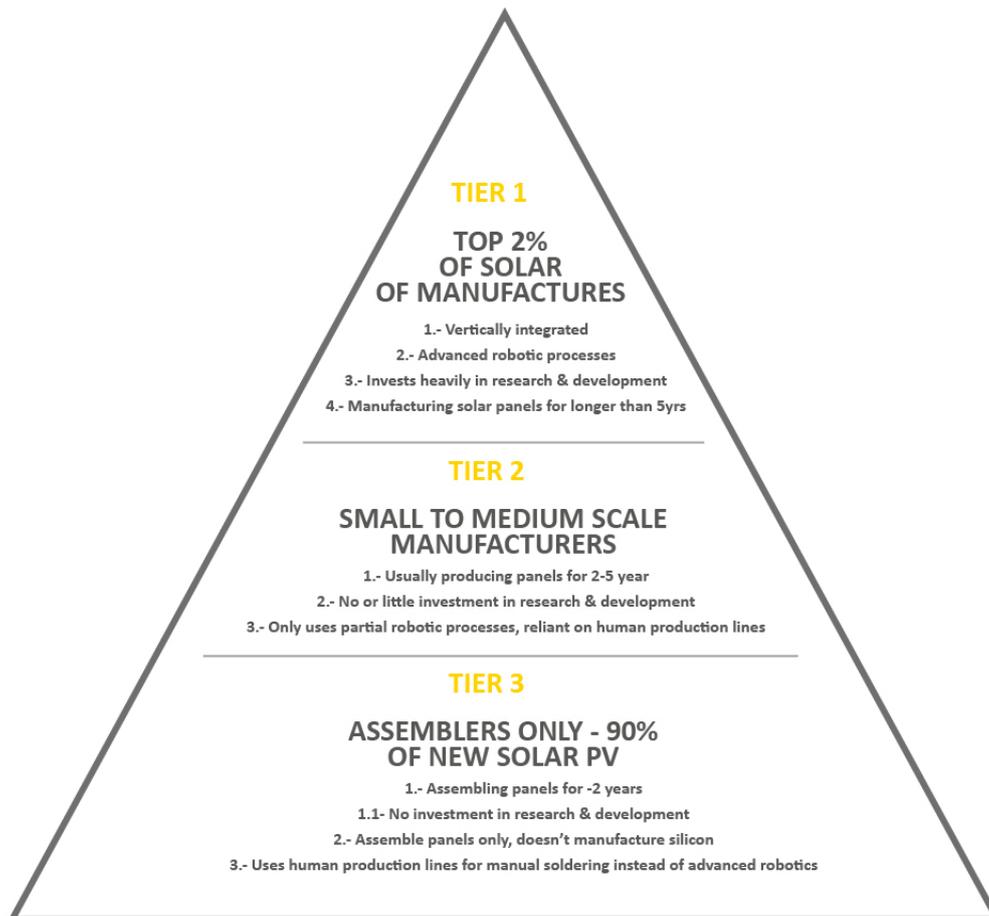


Figura 12.

Otra de las principales características reside en la cantidad de dinero que invierten en investigación y desarrollo. Mientras que los fabricantes de otras categorías frecuentemente buscan sólo reducir costos de producción, los fabricantes catalogados como Tier 1 destinan gran parte de sus beneficios en investigación y desarrollo así como en la fabricación automatizada con alta tecnología para innovar y mejorar continuamente sus productos y procesos.

En la última lista Tier 1 de fabricantes de módulos que se ha podido encontrar, en el tercer cuarto de año del 2017, encontramos en segundo lugar al fabricante que hemos escogido para este proyecto:

Company	Capacity	Company	Capacity
Canadian Solar*	6,970	ZNShine	1,600
Jinko Solar*	6,500	BYD*	1,500
Hanwha Q Cells*	6,800	China Sunergy	1,450
Trina Solar*	6,000	REC Group*	1,300
JA Solar*	5,500	HT-SAAE*	1,500
GCL Systems*	5,000	Phono Solar	1,000
Lerri/ Longi*	5,000	ET Solar*	1,000
Talesun*	4,600	Vikram*	1,000
Risen Energy	4,500	SunPower*	900
Suntech/ Shunfeng*	3,300	Boviet*	700
Chint/ Astronergy*	2,500	Neo Solar Power*	630
First Solar*	2,200	Tata	500
Seraphim*	2,100	Waaree	500
Hareon	2,000	Hansol Technics	480

Figura 13. Lista Tier 3Q 2017

## 8.2. Inversor de potencia

Los inversores son un tipo de convertidor electrónico de potencia que se utiliza para transformar la corriente continua que generan los paneles FV en corriente alterna que se puede verter directamente a la red de suministro.

La mayoría funcionan con técnicas de modulación diversas que se aplican sobre interruptores tipo IGBT/MOSFET y están controlados por medio de sistemas basados en DSP's.

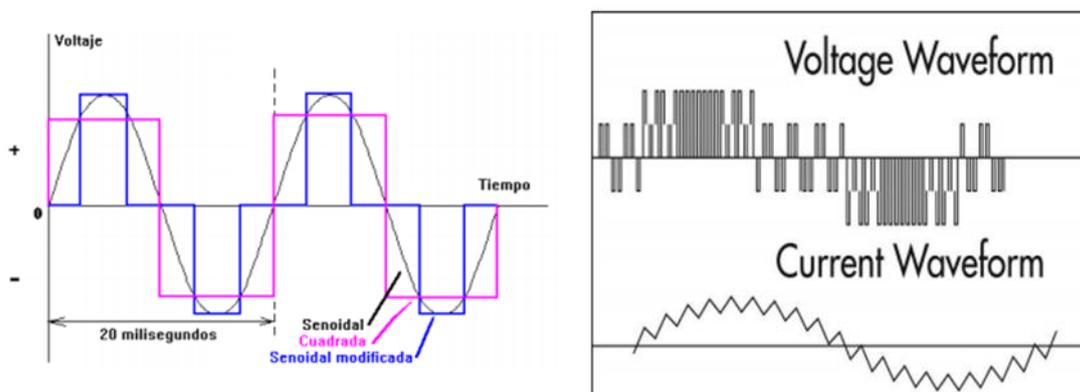


Figura 14. Formas de onda inversores

Se utilizan para distintas aplicaciones, y presentan tipos de onda de corriente muy diferentes:

- Inversores de onda cuadrada: normalmente para alimentar consumos en instalaciones aisladas. Tienen baja eficiencia, alta THD y son de poca potencia (<5 kW).
- Inversores de onda senoidal: utilizados para instalaciones fotovoltaicas de conexión a red que, por tanto, están sujetas a unas restricciones técnicas de conexión. Tienen un THD mínimo y una eficiencia muy elevada. Pueden presentar cualquier nivel de potencia (hasta MW).

Los equipos para aplicaciones fotovoltaicas suelen presentar:

- Eficiencias de conversión muy altas, superiores al 95%.
- Sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia muy precisos, mayores al 99%.
- Sistemas de sincronización de alto rendimiento.
- Cumplen los requisitos de conexión a red propios de cada país.
- Sistemas de monitorización de la red, de aislamiento, de detección de corrientes de fuga e inyección de corrientes DC.
- Algoritmos de detección anti-isla.
- Potencia de alta calidad, bajo THD de corriente.

Las principales características eléctricas de un inversor FV que suelen quedar recogidas en los catálogos comerciales son:

- El nivel máximo de tensión de cc (en V) que puede soportar.
- El nivel de tensión alterna (en V) y la frecuencia (en Hz) de la red sobre la que puede inyectar corriente.
- La potencia nominal (en VA) que puede llegar a convertirse de cc a ca.
- El consumo en vacío que presenta el equipo cuando no se encuentra convirtiendo.
- La eficiencia que es la relación entre la potencia suministrada a red y la potencia consumida en cc en condiciones nominales de funcionamiento. Como ya se ha comentado, es muy elevada en inversores fotovoltaicos (> 95%).
- La calidad de la corriente de salida que normalmente definido por la THD.
- El tipo de corriente o conexión: monofásica o trifásica. Va normalmente asociado al nivel de potencia. Por debajo de 10 kVA suelen ser monofásicos y por arriba de 10kV suelen ser trifásicos.

### 8.2.1. Nivel de tensión, pérdidas

El dimensionado del lado de continua a 1500 V conlleva grandes ventajas y permite disminuir sustancialmente el coste del BOP (*balance of plant*, compuesto por todos aquellos sistemas auxiliares, imprescindibles para el correcto funcionamiento) de la instalación.

La principal problemática, que en este caso no afecta, se encuentra en la legislación de la baja tensión, que es distinta en función del país. En España el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión no contempla un cambio de regulación de 1000 a 1500V:

*“Artículo 2. Campo de aplicación.*

*El presente Reglamento se aplicará a las instalaciones que distribuyan la energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras, en los siguientes límites de tensiones nominales:*

- a) Corriente alterna: igual o inferior a 1.000 voltios.*
- b) Corriente continua: igual o inferior a 1.500 voltios. “*

La transición del dimensionamiento de la baja tensión a 1.500V se ha dado a principios del año 2016 motivada por los principales fabricantes de inversores y paneles, los cuales, alentados por “ser los pioneros” en esta tecnología hacen una transición casi inexistente de los 1.000 a los 1.500V. Este hecho se ve reflejado en las primeras subastas fotovoltaicas tras el lanzamiento comercial de estos equipos en las que la baja tensión predominante se sitúa en los 1.500V.

Las principales ventajas de subir la baja tensión a 1500V se pueden resumir en la siguiente lista:

- Se instalan menos cajas de concentración de series. En concreto, un tercio menos de cajas para la misma potencia.
- Se instala menos cableado de Aluminio. Al haber menos cajas, la potencia de las series va más concentrada. Los strings pueden llegar a los 30 módulos en lugar de 20, teniendo en cuenta las temperaturas.
- Se instalan inversores de mayor potencia por lo que la suma total es menor que tratándose de un sistema de 1000V. Los inversores serán más caros, pero tendremos menos unidades resultando en un coste total menor.

- La instalación del cableado de baja y la interconexión con los inversores será menor pues tendremos menos unidades totales.

## 8.2.2. Tipologías

### 8.2.2.1. Inversores centrales

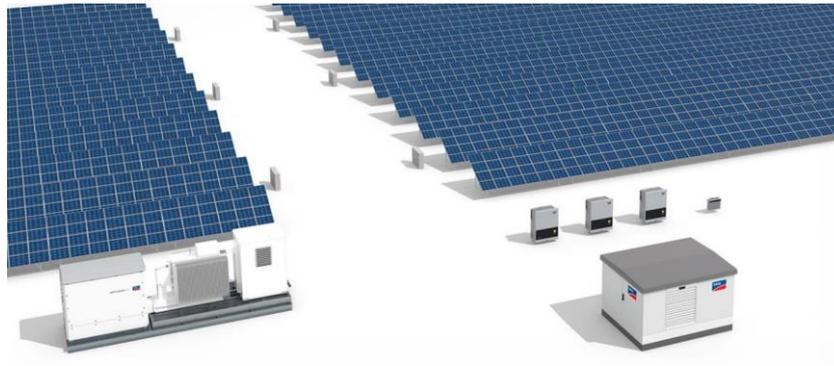
Los inversores centrales presentan un alto rendimiento, por encima del 98 %, algo que se hace necesario para grandes instalaciones FV. Suelen estar dotados por sistemas SCADA de monitorización de alto rendimiento. Se caracterizan por el bajo riesgo de averías, lo que les da un alto grado de fiabilidad.



Figura 15. Inversor central

Poseen funciones de gestión de red avanzadas:

- Capacidad de soportar micro cortes en la red de baja tensión
- Control de frecuencia en función de la potencia activa.
- Soporte de tensión estática basada en la potencia reactiva.
- Soporte dinámico de red
- Reducción de la potencia por control remoto en caso de sobrecarga de la red.



**Figura 16. Planta con inversor central**

### **8.2.2.2. Inversores de rama (String inverter)**

Se emplean cuando en una misma instalación hay zonas de paneles con orientaciones e inclinaciones diferentes, o hay sombras durante el periodo de insolación que no se pueden evitar.



**Figura 17. Inversor de rama**

Se pretende que cada zona específica tenga un inversor con el que trabajar de tal forma que las zonas con una misma inclinación y orientación (misma irradiancia), puedan ajustar su PMP de forma adecuada adaptando las sombras sin afectar al resto de la planta.

Esta configuración reduce el cableado de la parte de continua y, por ello, el coste del montaje. Tienen un grado de protección IP65, ya que se encuentran a la intemperie.



Figura 18. Inversor de rama in situ

### 8.2.2.3. Inversores de panel (micro-inverter)

Esta configuración pretende que todos los paneles funcionen en el PMP, puesto que con un pequeño inversor en cada panel esto se puede conseguir.



Figura 19. Micro inverter

El panel fotovoltaico y el inversor se conciben como una única unidad, existen inversores tan pequeños que se pueden ubicar hasta en la propia caja de conexiones de los paneles.

El inconveniente principal es que el coste de la instalación es más alto y el rendimiento de un inversor modular es menos que los inversores de mayor potencia, aunque esta diferencia de rendimiento se compensa al tener un mejor ajuste del PMP de los paneles.

El mantenimiento es más complicado, pero tienen mejor comportamiento frente a sombras.



Figura 20. Micro inverter in situ

### 8.2.3. Algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

La potencia que puede dar un panel o campo de paneles depende en gran medida de las condiciones de temperatura e irradiancia de cada momento a que se encuentra sometida la instalación.

Las variaciones de temperatura tienen una dinámica bastante lenta. En cambio, las de irradiancia son mucho más rápidas (paso de nubes).

La siguiente figura muestra la evolución del valor de la potencia máxima de un panel fotovoltaico, o de un campo de paneles, para una temperatura determinada y para distintos niveles de radiación.

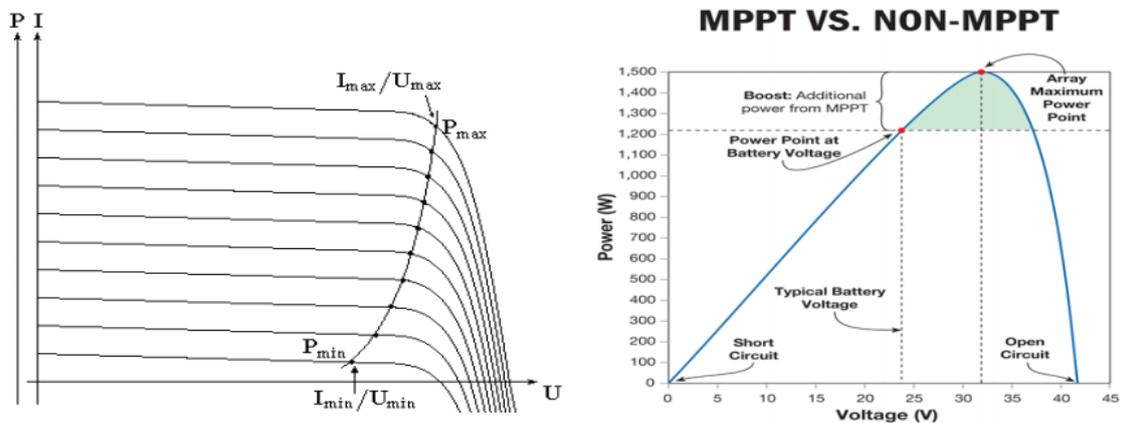


Figura 21. MPPT

Esta curva es la que idealmente deben seguir los inversores ya que, de lo contrario, se está perdiendo rendimiento en la planta FV.

Los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (PMP, en inglés "Maximum Power Point Tracking" MPPT) se denominan así porque su función es hacer que el inversor varíe de forma dinámica el punto de trabajo del campo de paneles FV para que estos operen en todo momento en el PMP del conjunto.

Hay múltiples propuestas publicadas e implementadas en modelos comerciales para realizar el seguimiento del PMP. Algunas de las más destacadas son:

- Algoritmo de definición de un voltaje constante.
- Algoritmo de barrido de corriente (Current sweep method).
- Algoritmo de modificar y observar (perturbado and observe).
- Algoritmo de conductancia incremental (Incremental conductance).

### 8.3. Orientación e inclinación

El cálculo de la orientación y la inclinación se desarrolla en el punto correspondiente de los anexos.

### 8.4. Separación, sombras

Las condiciones han restringido la posibilidad de valorar diferentes opciones en la distribución de los paneles.

En primer lugar, el número de paneles disponibles está cerrado, por lo que se ha optado una distribución para aumentar al máximo la eficiencia de estos. Con otra distribución podrían colocarse un número mayor de paneles que compensarían las pérdidas por orientación al sur, aunque en este proyecto esto no es una prioridad.

Por otro lado, se ha tratado de no separar ninguna de las series de los módulos con el objetivo de que todos los módulos de la misma serie se encuentren en la misma latitud. Así se genera la misma corriente en toda la serie y un módulo, o varios, sombreados afecten lo menos posible al rendimiento de toda la serie.

Como puede verse en el punto de los anexos correspondiente a este cálculo, se han empleado varios métodos para obtener la distancia entre las filas de los módulos y los resultados obtenidos han sido los que se muestran:

- Distancia mínima obtenida según IDAE: **9,24 metros**
- Distancia mínima geoméricamente: **7,97 metros**

Después de comparar las pérdidas por sombreado mediante el programa de simulación de planta fotovoltaicas System Advisor Model, se ha decidido emplear la distancia obtenida por el método geométrico, ya que siendo la distancia menor el número de paneles que se puede llegar a colocar en el terreno es mayor y las pérdidas producidas por sombreado en ninguno de los dos casos llegan a ser mayores del 2%.

Finalmente, la distancia que se va a emplear para la separación entre filas en el programa de diseño Cad considerará un margen de seguridad, y será de **8,1 metros** con el fin de asegurar la separación mínima que se ha obtenido en el cálculo y considerando los errores de montaje que puedan surgir en el momento de la instalación.

## 9. RESULTADOS FINALES (ELECCIÓN FINAL/DEFINITIVA)

---

### 9.1. Descripción general del sistema

La planta estará formada por 4.800 paneles fotovoltaicos JINKO EAGLE 72 330W, distribuidos en 28 paneles en serie por cada una de las 8 ramas en paralelo conectadas a un inversor HUAWEI SUN2000-60KTL-HV-D1-001. Todos los paneles se instalarán sobre estructura metálica fija, quedando el módulo con una inclinación, para la latitud que nos atañe, óptima respecto a la horizontal y con una orientación perfecta al Sur, con el objetivo de reducir pérdidas al máximo.

Los paneles se colocarán con una separación entre las líneas de módulos de 8 metros. La potencia nominal de la instalación será de 990 kW.

### 9.2. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos a utilizar en la instalación objeto de este proyecto serán JINKO EAGLE 72 330W. Están constituidos por 72 células fotovoltaicas de silicio policristalino de alta eficiencia, por encima del 16%, y una tolerancia de 0/+3%, capaces de producir energía con tan sólo un 5% de radiación solar.



Figura 22. Panel Jinko Eagle 330W

La célula solar de 5 embarrados adopta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece una mejor apariencia estética y la hace perfecta para la instalación en la azotea o cubierta. Además, el coeficiente de temperatura mejorado disminuye la pérdida de potencia durante las altas temperaturas.

Seguidamente se muestra las características principales del módulo fotovoltaico que se empleará para la instalación solar objeto:

<b>FABRICANTE</b>	JINKO
<b>MODELO</b>	JKM330PP-72
<b>POTENCIA (W)</b>	330
<b>Voc (V)</b>	46,9
<b>Vmpp (V)</b>	37,8
<b>Isc ( A )</b>	9,14
<b>Impp ( A )</b>	8,74
<b>Eficiencia (%)</b>	17,01
<b>TON (°C)</b>	45
<b><math>\alpha</math> Isc (%/°C)</b>	0,06
<b><math>\alpha</math> Voc (%/°C)</b>	-0,3
<b><math>\alpha</math> Pmax (%/°C)</b>	-0,4
<b>Tª Min. (°C)</b>	-40
<b>Tª Max. (°C)</b>	85

Tabla 1

### 9.3. Estructuras soporte



Figura 23. Estructuras soporte in situ

Todos los paneles estarán fijados sobre una estructura fija, siendo las principales características de estos las que sigue:

- La estructura soporte cumplirá con las especificaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE. En todo caso se cumple con las obligaciones del CTE y demás normas aplicables

- Las estructuras soporte soportan la carga de los módulos instalados y las posibles cargas producidas por viento y nieve, de acuerdo con la normativa básica de edificación del CTE.
- La estructura soporte y el sistema de fijación de los módulos a estas, permiten las necesarias dilataciones térmicas de forma que no se transmitirán cargas a los módulos que pueden afectar a la integridad de estos
- El diseño de la estructura se realiza en función de la orientación y la inclinación óptima obtenida, teniendo en cuenta los ángulos estandarizados por los fabricantes que reducen notablemente los costes de este material.
- Todas las estructuras están protegidas contra agentes ambientales.

#### 9.4. Inversión CC/CA de conexión a red

Los inversores de conexión a red tienen la capacidad de inyectar la energía producida por un generador fotovoltaico de CC, en la red eléctrica de AC. Los inversores que se van a utilizar en esta planta solar fotovoltaica son el modelo Huawei SUN2000-60KTL-HV-D1-001.

Las protecciones que lleva el propio inversor son las que se detallan:

- Dispositivo de desconexión del lado de entrada.
- Protección contra funcionamiento en isla.
- Protección contra sobrecorriente de CA.
- Protección contra sobrecorriente de CC.
- Protección contra polaridad inversa de CC.
- Monitoreo de fallas en las ramas del sistema fotovoltaico.
- Protector contra sobrecorriente de CC y CA Tipo II.
- Monitoreo de aislamiento y detección de corriente residual.

Las especificaciones principales del modelo de inversor que se va a utilizar en esta instalación son:

<b>FABRICANTE</b>	HUAWEI
<b>MODELO</b>	FS1003CH
<b>Potencia nominal (W)</b>	60.000
<b>Maxima Potencia IN (W)</b>	67.300
<b>Potencia Nom Total (W)</b>	900.000
<b>Vmin (V)</b>	600,00
<b>Vmax (V)</b>	1.450,00
<b>Vocmax (V)</b>	1.500,00
<b>Imax (A)</b>	88,00

Tabla 2. Especificaciones panel fotovoltaico

## 9.5. Protecciones generales de la instalación fotovoltaica

Los elementos de protección con los que contará la planta objeto serán en base a las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1663/2000, así como las propuestas de seguridad del pliego técnico del IDAE. Los elementos de protección serán los siguientes:

1. Interruptor general manual, interruptor magnetotérmico o diferencial con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

2. Interruptor magnetotérmico diferencial, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación.

3. Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla (incluido en el inversor).

4. Puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura mediante cable de cobre desnudo y pica de tierra, siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

5. Puesta a tierra de la carcasa del inversor.

6. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.

7. Fusible en cada polo del generador fotovoltaico, con función seccionadora.

En la instalación se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal:

a) Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5 % en el tramo DC y al 1,5 % en el tramo AC. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado (UNE 21123).

b) La red de distribución estará formada por el conjunto de conductores - agrupación de ternos, conductores de cobre aislados tipo RVK 0.6/1 kV UNE 21123

IEC 502 90, de tensión nominal no inferior a 1.000 V y sección según cálculos adjuntos.

c) Se respetará el REBT en lo que a conducciones de cable se refiere. Así: - Para alturas con respecto al suelo inferiores a 2,5 m, el cableado discurrirá en tubo de acero, que será puesto a la tierra del sistema. - Cuando discurra en zanja, lo hará dentro de tubo y ésta tendrá una profundidad mínima de 60 cm, con aviso de 20 cm por encima del cable.

d) Se realizará una única toma de tierra tanto de la estructura soporte del generador fotovoltaico, como del borne de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas con la realización de diversas tomas de tierra. Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la parte de continua como de la parte de alterna se conectarán a la misma tierra, siendo ésta independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

e) La superficie del conductor de protección, será como mínimo la del conductor de fase correspondiente.

f) Se utilizarán cables de la sección adecuada en función de las intensidades admisibles y las caídas de tensión mencionadas anteriormente.

g) En la parte CC, los cables de cada polo se conducirán independientemente. En la parte CA, se utilizarán ternas de cables unipolares y una manguera de 5 hilos.

h) Se utilizarán canalizaciones siguiendo la ITC-BT-21, tabla 2 y de tal forma que la superficie del tubo sea 2,5 veces superior a la de la suma de los cables que contiene, para tramos fijos en superficie. Estas canalizaciones deberán cumplir con la norma UNE-EN 50.086, en cuanto a características mínimas.

### **9.5.1. Protecciones de la parte de corriente continúa**

#### **9.5.1.1. Cortocircuitos**

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo. Para las personas es peligrosa la realización o eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador, por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, lo que produce un elevado arco eléctrico por la variación brusca en la corriente.

Como medida de protección para las personas frente a este caso es recomendable, la conducción separada del positivo y del negativo. Así se evita la realización o eliminación accidental de un cortocircuito producido por daños en el aislamiento del cable.

#### **9.5.1.2. Sobrecargas**

El inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia si la potencia de entrada es excesiva. El inversor lleva incorporado un seccionador para todos los polos de CC para facilitar las tareas de mantenimiento.

#### **9.5.1.3. Contactos directos e indirectos**

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas, contarán además con llave y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

#### **9.5.1.4. Sobretensiones**

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada CC del inversor, mediante varistores de categoría D (tipo 3), válidos para la mayoría de equipos conectados a la red.

Estos dispositivos tienen un tiempo de actuación bajo menor de 25 nseg. y un voltaje de actuación entre 14 y 550 V. No se hace necesaria la protección de cables, tubos, contadores, etc, por permitir valores más altos de tensión residual (4 a 6 kV).

## **9.5.2. Protecciones de la parte de corriente alterna**

### **9.5.2.1. Cortocircuitos y sobrecargas**

Según RD 1663/2000 es necesario incluir un interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico omnipolar con poder de corte superior a la corriente de cortocircuito indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Este interruptor, que se ubica en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual, que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica. Esta inaccesibilidad al mismo nos obliga a introducir un segundo magnetotérmico omnipolar en la instalación, de menor intensidad nominal, que sea el que realmente proteja a la instalación de las sobrecargas y cortocircuitos.

Así, este segundo magnetotérmico actuará antes que el interruptor general manual, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía. Se utilizarán magnetotérmicos tipo C, los más utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas. Debe cumplir la norma EN 60269 para protección contra sobrecargas.

### **9.5.2.2. Fallos a tierra**

La instalación contará con diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito. Con el fin de que sólo actúe por fallos a tierra, será de una corriente asignada superior a la del magnetotérmico de protección.

### **9.5.2.3. Protección de la calidad del suministro.**

En la ITC-BT-40 se recogen algunas especificaciones relacionadas con la calidad de la energía inyectada a red en instalaciones generadoras, que se especifican con más detalle en el RD 1663/2000. Así la instalación contará con:

- Interruptor automático de la interconexión: Para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán de 51 Hz, 48 Hz,  $1,1 \cdot V_{mpp}$  y  $0,85 \cdot V_{mpp}$ , respectivamente. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la

instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste.

- Separación galvánica: Entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, debe existir una separación galvánica. En nuestro caso, al pertenecer a una instalación en media tensión, la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico se hará por medio del transformador.
- Funcionamiento en isla: El interruptor automático de la interconexión impide este funcionamiento, peligroso para el personal de la Compañía Eléctrica Distribuidora. Además, el inversor se desconecta automáticamente cuando detecta un fallo de tensión de red.

### **9.5.3. Fusibles**

Los inversores Huawei SUN2000-60KTL-HV-D1-001 que se van a emplear en la instalación disponen de seccionadores para todos los polos, estos hacen la función de protección de la parte de corriente continua, por lo que no es necesario la instalación de fusibles.

### **9.5.4. Armario de protecciones de alterna.**

Se instalará un armario interior donde se alojarán los elementos de protección de corriente alterna de la instalación y se ubicará en el interior del CMMT (Centro de medida, maniobra y transformación). Este armario contará con un interruptor magnetotérmico por cada inversor y un interruptor magnetotérmico diferencial general para el conjunto de la planta. Los cálculos para estos dispositivos de protección se detallan en el apartado 1.4 de los anexos.

Las características del interruptor magnetotérmico para cada inversor son:

- $I_n = 63 \text{ A}$ .

Las características del interruptor magnetotérmico diferencial general son:

- $I_n = 800 \text{ A}$ .
- $PdC = 20 \text{ KA}$ .
- Sensibilidad =  $30 \text{ mA}$ .

Además, dicho armario deberá contener los bornes de conexión adecuados para la conexión y desconexión segura de las protecciones de la instalación. Irá convenientemente puesto a tierra e inaccesible a personal no autorizado.

#### **9.5.5. Interruptor magnetotérmico de conexión a red**

El interruptor automático alojado en el armario de protecciones de alterna será un interruptor de caja moldeada con protección contra sobrecargas y contra cortocircuitos de tipo industrial.

#### **9.5.6. Interruptor diferencial de conexión a red**

El interruptor alojado en el armario de protecciones de alterna será un interruptor de caja moldeada con protección contra defectos de tipo industrial.

#### **9.5.7. Monitor vigilante de derivación de corriente continua.**

Con el fin de cumplir con el Real Decreto 1699/2011 Art.11 parte 2, el sistema debe llevar un monitor vigilante de derivaciones de corrientes continuas, el cual actuara cuando el lado de continua de paneles presente una derivación. Este dispositivo lo lleva integrado el inversor.

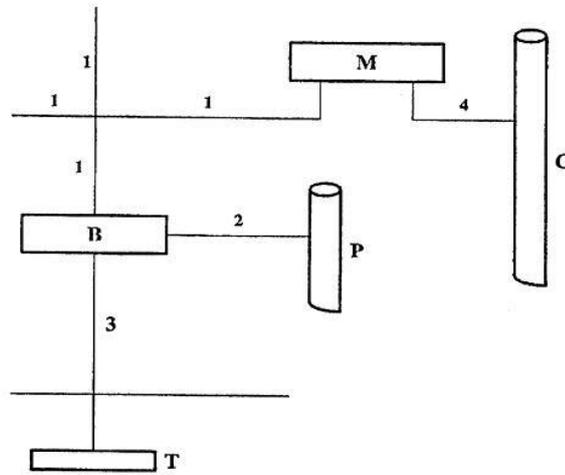
### **9.6. Puesta a tierra**

El REBT establece en la ITC-BT-40 que las instalaciones de generación deben estar provistas de sistemas de puesta a tierra que aseguren en todo momento que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE RAT 13 del reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Por otro lado, en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aislada de Red de IDAE, se establece que todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estarán conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. Por lo tanto, el objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que pueda aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones.

Esto se realiza mediante la unión metálica directa entre los elementos mencionados de la instalación y uno o varios electrodos enterrados en el terreno. Con

la conexión apropiada, se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas. También tienen como objeto el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.



**Leyenda**

- 1 Conductor de protección.
- 2 Conductor de unión equipotencial principal.
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B Borne principal de tierra
- M Masa.
- C Elemento conductor.
- P Canalización metálica principal de agua.
- T Toma de tierra.

**Figura 24- Esquema de un circuito de puesta a tierra, REBT ITC-BT-18.**

Para la puesta a tierra se utilizarán picas de diámetro 14 mm, y una longitud de 2 metros, colocadas en un anillo de dimensiones 4x4, con un total de 8 electrodos. Las picas irán enterradas a una profundidad de 50 cm y unidas mediante conductor horizontal. Para realizar la instalación se utilizará un cable desnudo de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección. Este cable irá enterrado en el terreno, por el recorrido indicado en el plano de la puesta a tierra, a 2 metros de profundidad.

El cálculo de la puesta a tierra se realiza en el apartado correspondiente del documento de los anexos.

**9.7. Cableado**

El cable utilizado para realizar todas las conexiones es RVK 0,6/1 kV, cuyas características principales son:

- Conductor de cobre electrolítico recocido, clase 5 según IEC 60228.
- Aislamiento de XLPE, tipo DIX 3 según HD 603. La identificación normalizada, según HD 308, es por colores.

- Cubierta de PVC flexible, de color negro tipo DMV 18 según HD 603. La mezcla especial de PVC utilizada ofrece una excelente protección al ataque químico y a la absorción de agua.

El cálculo de la sección del cableado, así como las longitudes de cada tramo, se muestra detallado en el punto de los anexos correspondiente.

### **9.8. Zanjas y canalizaciones**

El cálculo del diámetro de las canalizaciones entubadas de la instalación solar se realiza en el apartado correspondiente de los anexos.

Las condiciones para la instalación de los mismos y la realización de las zanjas se detallan en el pliego de condiciones.

### **9.9. Centro de maniobra, medida y transformación (CMMT)**

En este apartado se detallan los componentes que contiene el Centro de maniobra, medida y transformación CMMT. Tanto las celdas de protección de la parte de media tensión, como las características técnicas del transformador necesario para aumentar la tensión de la planta para su conexión a la red de media tensión.

En primer lugar se hace una descripción de las diferentes celdas que se colocan a continuación del transformador.

- CML: Celda modular de línea.
- CMPAS: Celda de protección con interruptor automático seccionador.
- CMM: Celda modular de medida.
- CMPF: Celda modular de protección por fusibles.

Para esta instalación con una potencia nominal de 990 kW y considerando que será necesaria abastecer ciertos consumos, como se han detallado en los requisitos de diseño, será suficiente un transformador de 1200 kVA.



Escola Superior de Tecnologia  
i Ciències Experimentals · ESTCE

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Documento C. **ANEXOS**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pedro Sancho Álvarez

**DIRECTORES**

Ana María Navarro Gozalbo

Héctor Beltrán San Segundo

*Castellón, Julio de 2018*



## ÍNDICE

<b>1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</b>	<b>55</b>
1.1. Generador eléctrico (modulo, inversor).....	55
1.1.1. Número de paneles en serie por rama.....	55
1.1.2. Numero de ramas en paralelo por inversor.....	58
1.1.3. Diseño del generador fotovoltaico.....	59
1.2. Nomenclatura y fórmulas utilizadas.....	60
1.2.1. Corriente en cada línea.....	61
1.2.2. Caída de tensión.....	61
1.3. Puesta a tierra.....	61
1.4. Protecciones.....	63
1.4.1. Calculo interruptor magnetotérmico de cada inversor.....	63
1.4.2. Calculo interruptor magnetotérmico diferencial general.....	64
1.5. Cableado de Baja Tensión.....	68
1.5.1. Criterio intensidad máxima admisible o de calentamiento.....	69
1.5.2. Criterio de máxima caída de tensión.....	70
1.5.3. Criterio de intensidad de cortocircuito.....	71
1.5.4. Secciones del cableado de B.T.....	72
1.6. Cableado de Media Tensión.....	75
1.7. Canalizaciones.....	76
1.7.1. Cálculo del diámetro de tubos en canalizaciones enterradas.....	76
1.8. Cálculo de orientación e inclinación.....	78
1.9. Cálculo de pérdidas por sombreado.....	80
1.9.1. Cálculo de la distancia entre filas de módulos.....	80
<b>2. ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA.....</b>	<b>83</b>
2.1. Estudio producción energética.....	83
2.1.1. Irradiación.....	83
2.1.2. Generación energía.....	83
2.1.3. Informe System Advisor Model.....	86
2.2. Estudio sobre incorporación de sistemas de almacenamiento.....	89
<b>3. PRESUPUESTO.....</b>	<b>91</b>
<b>4. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA.....</b>	<b>93</b>
4.1. Módulo Fotovoltaico.....	93
4.2. Inversor de potencia.....	95

4.3. Conductores .....	97
------------------------	----

## 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

### 1.1. Generador eléctrico (modulo, inversor)

#### 1.1.1. Número de paneles en serie por rama

El número mínimo de paneles que podremos instalar en serie viene condicionado por la tensión de entrada del inversor. Además, como vemos en las siguientes ilustraciones se aprecia la variación de esta tensión en función de la temperatura ambiente y de las distintas irradiaciones.

### Electrical Performance & Temperature Dependence

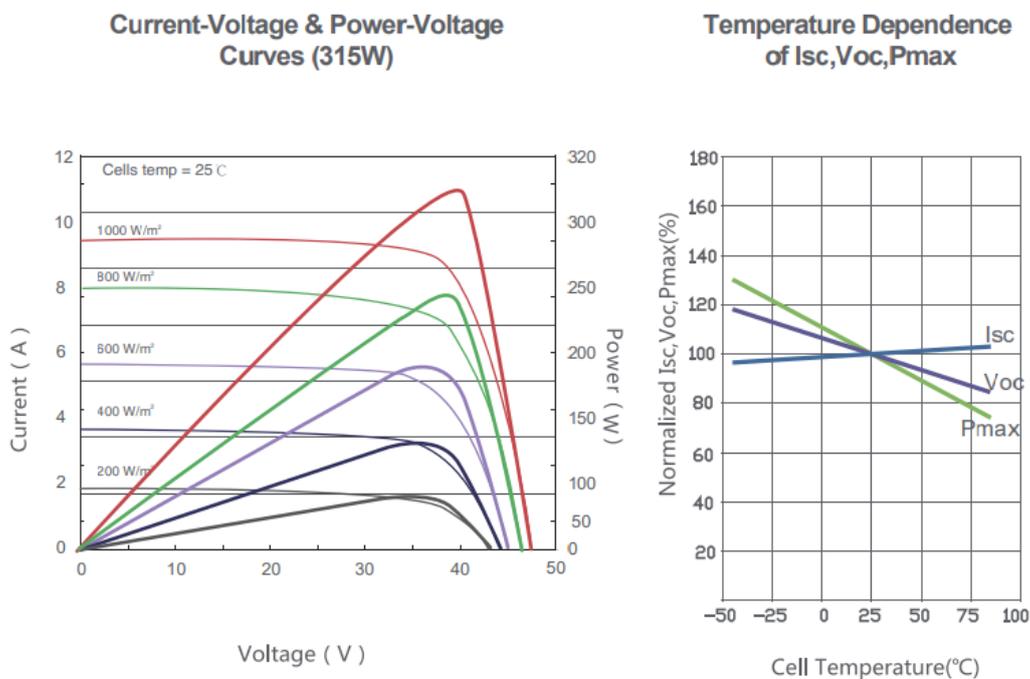


Figura 1. Relación entre temperatura y rendimiento

Por tanto, la tensión mínima de funcionamiento se obtendrá en las condiciones máximas de temperatura y mínimas de irradiación. A continuación, se detallan las especificaciones del módulo que se van a emplear para los cálculos.

<b>FABRICANTE</b>	JINKO	<b>Eficiencia (%)</b>	17,01
<b>MODELO</b>	JKM330PP-72	<b>TON (°C)</b>	45
<b>POTENCIA</b>	330	<b><math>\alpha</math> Isc (%/°C)</b>	0,06
<b>Voc (V)</b>	46,9	<b><math>\alpha</math> Voc (%/°C)</b>	-0,3
<b>Vmpp (V)</b>	37,8	<b><math>\alpha</math> Pmax (%/°C)</b>	-0,4
<b>Isc ( A )</b>	9,14	<b>T<sup>a</sup> Min. (°C)</b>	-40
<b>Impp (A )</b>	8,74	<b>T<sup>a</sup> Max. (°C)</b>	85

Tabla 1. Especificacion panel fotovoltaico

Vemos que el valor del coeficiente de variación de la tensión con la temperatura viene dado en tanto por cien, para observar el incremento que produce en la tensión la variación de un grado en la temperatura se realiza una simple conversión.

$$-0.3 / 100 * 46.9 = 0.1407 (\Delta V / ^\circ\text{C})$$

Para conocer la temperatura máxima de operación de la célula, es necesario conocer las condiciones de temperatura e irradiación para el caso que nos atañe. Estos valores son fáciles de conocer ya que los datos meteorológicos se han introducido en el programa de simulación SAM. A continuación, se muestra la distribución anual de las variables que deseamos analizar.

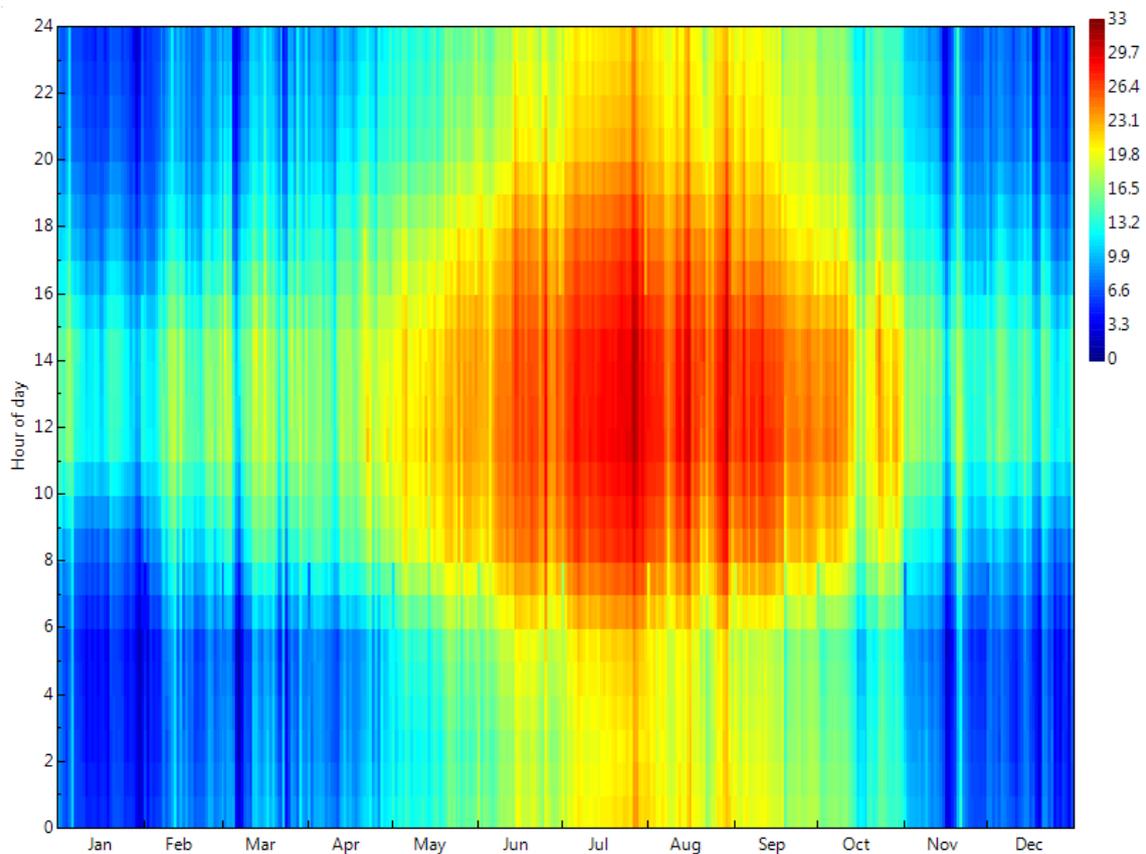


Figura 2. Temperatura ambiente de datos meteorológicos (°C)

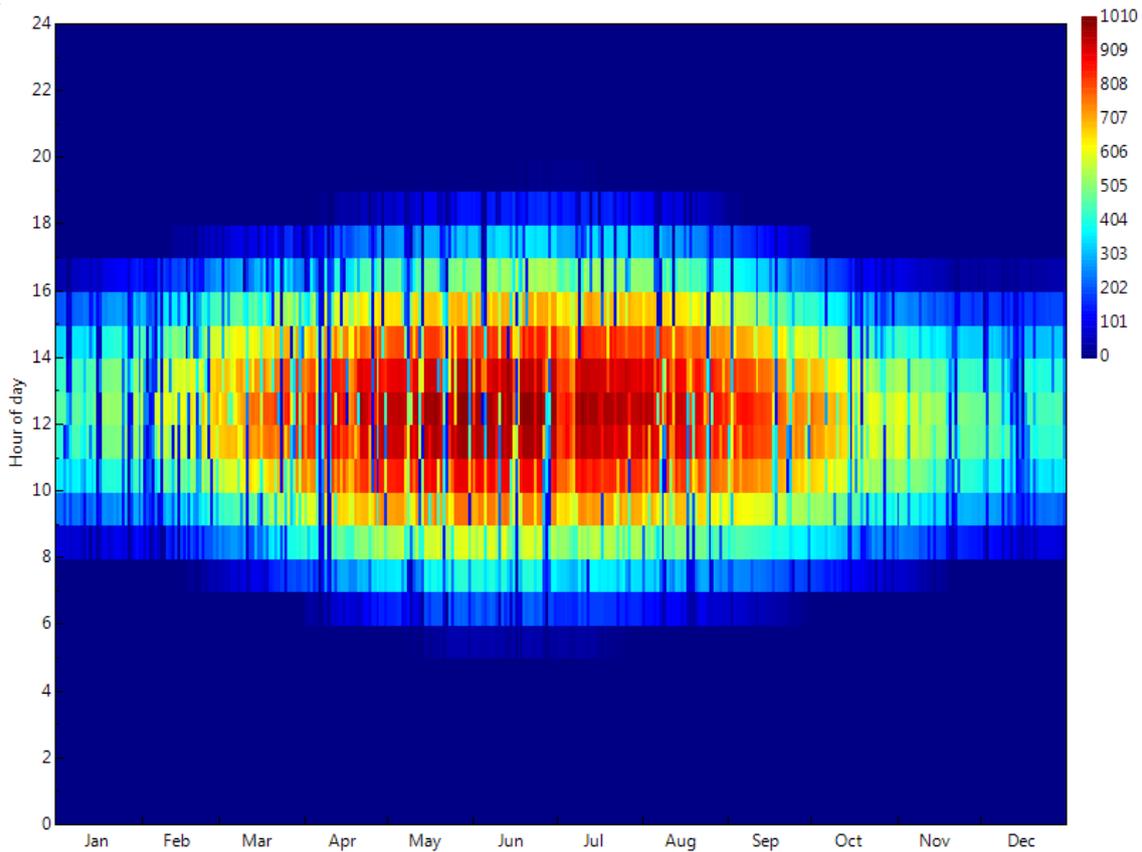


Figura 3. Irradiancia de datos meteorológicos (W/m<sup>2</sup>)

Observando ambos mapas de calor podemos concluir que los valores máximos son, de temperatura ambiente 33°C y una irradiancia de 1010 W/m<sup>2</sup>. Debido a que los datos meteorológicos son de un año típico, TMY (Typical Meteorological Year), no contempla momentos excepcionales de estas condiciones, por lo que se van a considerar unos valores ligeramente superiores para asegurar que el dimensionamiento es correcto.

Para los cálculos se emplea un valor máximo de temperatura ambiente de **40°C** y una irradiancia máxima de **1050 W/m<sup>2</sup>**, por tanto:

$$T_{c_{max}} = T_{a_{max}} + \frac{TONC - 20}{800} * E_{max} = 40 + \frac{45 - 20}{800} * 1050 = 72,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$V_{min} = V_{mpp} * \left( 1 + \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} * \alpha_{voc} * (T_{c_{max}} - 25) \right)$$

$$V_{min} = 37,8 * \left( 1 + \frac{37,8}{46,9} * \frac{-0.3}{100} * (72,8 - 25) \right) = 33,43 \text{ V}$$

$$N_{S_{min}} = \frac{V_{min\_INV}}{V_{min}} = \frac{600}{33,43} = 17,95 \text{ paneles en serie como mínimo}$$

Una vez conocemos el número mínimo de paneles en serie que podremos conectar en el sistema eléctrico, pasamos a calcular el número máximo de paneles en serie. Posteriormente se comprueba que el número de paneles en serie escogido es admisible para el inversor.

$$T_{c_{min}} = T_{a_{min}}$$

$$V_{max} = Voc(STC) * (1 + \alpha_{Voc} * (T_{c_{min}} - 25)) = 46,9 * (1 + \frac{-0.3}{100} * (0 - 25)) = 50,42 V$$

$$Ns_{max} = \frac{V_{max\_INV}}{V_{max}} = \frac{1500}{50,42} = 29,75 \text{ paneles en serie como máximo}$$

El número de paneles en serie que se van a colocar será de 28, el cual se encuentra dentro del intervalo calculado. Ahora se comprueba que el voltaje máximo en funcionamiento de cada rama es menor que el voltaje máximo de entrada del inversor:

$$Vmpp_{max} = Vmpp * \left( 1 + \frac{Vmpp}{Voc} * \alpha_{Voc} * (T_{c, min} - 25) \right) = 40,06 V$$

$$Ns * Vmpp_{max} \leq Vmpp\_INV$$

$$28 * 40,06 = 1122 \leq 1450 V$$

### 1.1.2. Numero de ramas en paralelo por inversor

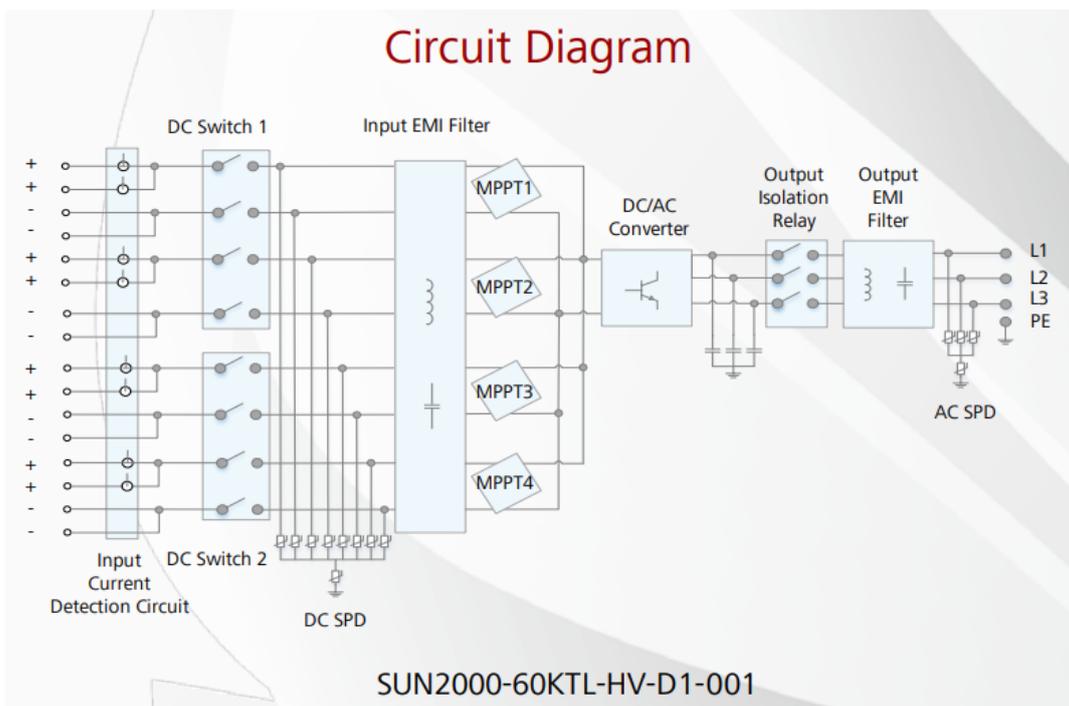


Figura 4. Esquema eléctrico interno del inversor

$$I_{sc_{max}} = I_{sc} * (1 + \alpha_I * (T_{c, max} - 25)) = 9,14 * \left(1 + \frac{0.06}{100} * (72,8 - 25)\right) = \mathbf{9,40 A}$$

El inversor pose 4 seguidores de punto de máxima potencia (MPPT) para dos ramas cada uno como se puede apreciar en la Figura 4. Tiene una corriente máxima de entrada por MPPT de 22 A, por lo que la corriente máxima de entrada del inversor que hay que emplear para el cálculo es de 88 A.

$$Np_{max} = \frac{I_{max\_INV}}{I_{sc_{max}}} = \frac{88}{9,40} = \mathbf{9,36 ramas por inversor}$$

Se eligen 8 ramas por inversor por la facilidad de instalación que tendrá debido a las 8 entradas del inversor.

### 1.1.3. Diseño del generador fotovoltaico

En este apartado se va a comprobar el correcto dimensionamiento bajo las condiciones de potencia de los módulos y del inversor. En primer lugar, se calcula la potencia pico que habrá en cada inversor como:

$$P_{pico\ inversor} = 330 * 28 * 8 = 73.920 Wp$$

Observamos que es mayor que la potencia máxima de entrada del inversor que encontramos en la hoja de características del fabricante. Se ha contactado directamente con el fabricante para consultar la posibilidad de sobredimensionar los inversores y la respuesta ha sido favorable incluso sin riesgo de perder la garantía de los equipos. Esta opción nos proporciona varias ventajas a la hora de ejecutar la instalación:

- Las series de paneles más largas permiten reducir el coste de las estructuras.
- Se reduce el cableado por la reducción de strings.
- Aumentamos el número de paneles por inversor y por consiguiente la potencia pico de la instalación con igual número de inversores.

Puesto que el número de inversores vienen limitado a 15 por la disponibilidad de material del cliente, el número total de paneles a instalar será:

$$N_{paneles} = Np * Ns * N_{INV} = 8 * 28 * 15 = \mathbf{3.360 paneles}$$

Se calcula la potencia pico de la instalación bajo estas condiciones.

$$P_{pico\ instalacion} = Np * Ns * N_{INV} * P_{panel} = 8 * 28 * 15 * 330 = \mathbf{1.108.800 Wp}$$

A continuación, se muestra una tabla resumen del diseño del generador fotovoltaico:

<b>Configuración Planta</b>	
Paneles en serie	28
Numero de strings	8
Vmpp 15°C (V)	1.083,99
Vmpp 50°C (V)	994,42
Vmpp 70°C (V)	936,04
Vmpp max (V)	1.122,38
Voc max (V)	1.411,69
Voc 0°C (V)	1124,84
Isc 25°C (A)	75,22
Isc 50°C (A)	71,84
Isc max (A)	75,22
Impp (A)	69,92
Numero de Inversores	15
Paneles / Inversor	224
Potencia Inversor (W)	73.920
Nº Total Paneles	3.360
Potencia Pico Total (W)	1.108.800

Tabla 2. Características generador fotovoltaico

## 1.2. Nomenclatura y fórmulas utilizadas

**P:** Potencia máxima de transporte (W).

**V:** Tensión de la línea entre fases en voltios (V).

**I:** Intensidad máxima admisible (A).

**cos  $\varphi$ :** Factor de potencia de la línea.

**L:** Longitud de la línea en metros.

**S:** Sección de la línea en milímetros.

**e:** Caída de tensión de la línea en voltios (V).

**e%:** caída de tensión porcentual.

**K:** Conductividad del CU (56) o del AL (35).

### 1.2.1. Corriente en cada línea.

Para el cálculo de la corriente de línea se utilizan las siguientes formulas:

- Sistema trifásico:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi}$$

- Sistema monofásico:

$$I = \frac{P}{V}$$

El cálculo de las corrientes de línea del lado de continua es igual al de un sistema monofásico.

### 1.2.2. Caída de tensión.

Para el cálculo de las caídas de tensión en cada línea se emplean las siguientes formulas:

- Sistema trifásico:

$$e = \frac{P * L}{K * V * S}$$

- Sistema monofásico:

$$e = \frac{2 * P * L}{K * V * S}$$

Una vez conocida la caída de tensión en voltios para conocer la caída de tensión porcentual se aplica la siguiente formula:

$$e\% = \frac{e * 100}{V}$$

El valor de V es la tensión de línea que se ha aplicado en las fórmulas anteriores.

### 1.3. Puesta a tierra

La configuración elegida para esta puesta a tierra es de dimensiones 4x4, con un total de 8 electrodos de acero-cobre de 2 m de longitud que irán enterrados a una

profundidad de 50 cm. los parámetros característicos de este electrodo según la recomendación UNESA son:

- Resistencia:  $Kr = 0,082$
- Tensión de paso:  $Kp = 0,0181$
- Tensión de contacto:  $Kc=0,0371$

Siendo el terreno de turba húmeda se considera una resistividad  $\rho = 70 \Omega \times m$  y una intensidad de defecto máxima de 500 A, se aplican las siguientes ecuaciones para obtener la resistencia de puesta a tierra y las tensiones de paso y contacto máximas:

$$Rt = Kr * \rho = 5,74 \Omega$$

$$Vp = Kp * \rho * Id = 633,5 V$$

$$Vc = Kc * \rho * Id = 1298,5 V$$

Los valores de tensión de paso y contacto admisibles se calculan como:

$$Vp_{adm} = \frac{10 * k}{t^n} * \left(1 + \frac{6 * p}{1000}\right)$$

$$Vc_{adm} = \frac{10 * k}{t^n} * \left(1 + \frac{3 * p + 3 * p'}{1000}\right)$$

Considerando que la resistividad del hormigón de la capa superficial es  $\rho' = 3000 \Omega \cdot m$ , y los valores recomendados por Iberdrola de  $t=0,7$  segundos y, por consiguiente,  $k=72$  y  $n=1$ , resultan las siguientes tensiones admisibles:

$$Vp_{adm} = 1460,6 V$$

$$Vc_{adm} = 10501,7 V$$

Comparando estos valores admisibles con los obtenidos para el electrodo de puesta a tierra diseñado cumple con las condiciones de seguridad.

$$Vp_{adm} \geq Vp$$

$$Vc_{adm} \geq Vc$$

## 1.4. Protecciones

Se va a realizar el cálculo de las protecciones a la salida de los inversores, y previas a la entrada del transformador, según la norma ITC-BT-22 del reglamento para baja tensión.

Cada circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan originarse en el mismo, para lo cual la interrupción de cada circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles. Estas pueden estar originadas por tres motivos:

- Sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas eléctricas atmosféricas.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2) I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$I_b$  = Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.

$I_z$  = Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (ITC-BT-19 y UNE 20460-5-523).

$I_n$  = Corriente asignada del dispositivo de protección.

$I_2$  = Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo ( $t_c$  es el tiempo convencional según norma).

Las condiciones frente a cortocircuitos son:

$$1) PdC \geq I_{cc\_max}$$

$$2) I_{cc\_min} \geq I_a$$

Se elige la curva C para los interruptores automáticos, por lo que  $I_a = 10 \cdot I_n$ .

### 1.4.1. Cálculo interruptor magnetotérmico de cada inversor

En este interruptor el cortocircuito ocasionado por el generador fotovoltaico se valora sólo a sobrecargas:

PROTECCIONES		
Interruptores Automaticos		
(A)		
<b>I<sub>b</sub></b>	59,54	Cumple
<b>I<sub>n</sub></b>	63	
<b>I<sub>z</sub></b>	80,51	
<b>I<sub>2</sub> = 1,6 * I<sub>n</sub></b>	100,8	Cumple
<b>1,45 * I<sub>z</sub></b>	116,74	

Tabla 3. Calculo calibre IA inversores

#### 1.4.2. Calculo interruptor magnetotérmico diferencial general

En este caso, será necesario también comprobar las condiciones frente a cortocircuitos. Para el cálculo del poder de corte del diferencial es necesario conocer la intensidad de cortocircuito que debe soportar. En el caso de una instalación fotovoltaica hay dos fuentes de generación, el generador fotovoltaico y la red de distribución, se considera despreciable la corriente de cortocircuito del campo fotovoltaico frente a la de la red. Por tanto, se realiza el calculo de la corriente de cortocircuito producida por la red.

La máxima intensidad de cortocircuito se produce en el primario del transformador, y la mínima en el lado de alterna de los inversores. Para calcular estas intensidades se emplea la siguiente formula:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} * \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} = \frac{V}{\sqrt{3} * Z_k}$$

Siendo  $Z_k$  la impedancia total de la red, es decir, la suma de la impedancia de red, la impedancia del transformador y la impedancia de las líneas. La corriente se calcula para el lado de baja por lo que la tensión considerada en los cálculos será la de 800V. Se calculan a continuación estas impedancias para conocer  $Z_k$ .

- Impedancia de la red:

Se utilizará la siguiente expresión para el cálculo:

$$Z_{red} = 1,1 * \frac{V^2}{S_{cc}}$$

Como es una red trifásica se considera un valor de  $S_{cc}$  igual a 350 MVA, por tanto:

$$Z_{red} = 2,01 * 10^{-3} \Omega$$

- Impedancia del transformador:

Se conocen los siguientes datos del transformador:

Especificaciones Transformador	
Potencia (S)	1200 kVA
Tensión de cortocircuito ( $\mathcal{E}_{cc}$ )	6 %
Perdidas en carga (Pcc)	13500 W

La resistencia y la impedancia del transformador se calculan a partir de las siguientes expresiones:

$$R_{tr} = \frac{\mathcal{E}_{RCC}}{100} * \frac{V^2}{S}$$

$$X_{tr} = \frac{\mathcal{E}_{XCC}}{100} * \frac{V^2}{S}$$

En primer lugar, se calcula la intensidad nominal en el primario del transformador:

$$I_{1N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{1200000}{\sqrt{3} * 800} = 866 A$$

Seguidamente la resistencia de cortocircuito se calcula con las pérdidas en carga del transformador, y queda:

$$R_{CC} = \frac{P_{cc}}{3 * I_{1N}^2} = 6 * 10^{-3} \Omega$$

Y aplicando la fórmula de la tensión de cortocircuito, teniendo en cuenta que la tensión de fase es  $800/\sqrt{3}$ :

$$\mathcal{E}_{RCC} = \frac{R_{CC} * I_{1N}}{V_S} = 1,13 \%$$

Utilizando la expresión que relaciona  $\mathcal{E}_{RCC}$  y  $\mathcal{E}_{XCC}$  se obtiene el valor que falta:

$$\varepsilon_{XCC} = \sqrt{\varepsilon_{CC}^2 - \varepsilon_{RCC}^2} = 5,89 \%$$

Conocidos todos los datos necesarios empleamos las expresiones para la resistencia y la impedancia del transformador, resultando:

$$R_{tr} = 6,03 * 10^{-3} \Omega$$

$$X_{tr} = 31,41 * 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{tr} = \sqrt{R_{tr}^2 + X_{tr}^2} = 31,98 * 10^{-3} \Omega$$

- Impedancia de las líneas

Las líneas que intervienen para el calculo de la intensidad de cortocircuito son la línea 1 entre el CMMT y el transformador, y la línea 2 entre el cuadro general y el transformador. Para calcular las impedancias de las líneas se emplean las siguientes expresiones:

$$R_L = \frac{\rho * L}{S}$$

$$X_L = 80 * 10^{-6} * L, \text{ Si la sección es menor a } 120\text{mm}^2, X_L = 0.$$

Conociendo la resistividad del aluminio ( $0,028 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ), que es el material de los conductores que se van a emplear, resultan unas impedancias de línea:

$$R_{L1} = 1,16 * 10^{-3} \Omega \quad X_{L1} = 0 \Omega \quad Z_{L1} = X_{L1}$$

$$R_{L2} = 17,5 * 10^{-3} \Omega \quad X_{L2} = 8 * 10^{-4} \Omega$$

$$Z_{L2} = \sqrt{R_{L2}^2 + X_{L2}^2} = 17,52 * 10^{-3} \Omega$$

Para el calculo de la corriente máxima de cortocircuito se considera solo la línea 1, y para el calculo de la corriente máxima se tienen en cuenta ambas líneas. Por lo que las impedancias mínimas y máximas que hay que utilizar para el cálculo de las corrientes son:

$$Z_{k\_max} = Z_{red+}Z_{tr} + Z_{L1} = 35,15 * 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{k\_min} = Z_{red+}Z_{tr} + Z_{L1} + Z_{L2} = 52,67 * 10^{-3} \Omega$$

Conociendo las impedancias para cada caso se calculan las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito:

$$I_{cc\_max} = \frac{V}{\sqrt{3} * Z_{k\_max}} = 13.140 A$$

$$I_{cc\_min} = \frac{V}{\sqrt{3} * Z_{k\_min}} = 8.769 A$$

Estas son las intensidades que se van a emplear para la elección de las protecciones.

La corriente según la previsión de cargas para este dispositivo es:

$$I_b = 15 * 48 A = 720 A$$

Y la admisible por el conductor es de 886 A, por tanto, se selecciona un calibre de 800 A y se comprueba que cumple con las condiciones contra sobrecargas:

PROTECCIONES		
Interruptores Automaticos		
(A)		
<b>I<sub>b</sub></b>	720,00	Cumple
<b>I<sub>n</sub></b>	800	
<b>I<sub>z</sub></b>	886	
<b>I<sub>2</sub> = 1,6 * I<sub>n</sub></b>	1280	Cumple
<b>1,45 * I<sub>z</sub></b>	1284,7	

Para que el dispositivo de protección cumpla con las condiciones de cortocircuito, deberá tener un poder de corte (PdC) superior a 13,14 kA, ya que la otra condición la cumple:

$$I_{cc\_min} \geq 10 * I_n \rightarrow 8769 \geq 8000$$

Por otro lado se elige una sensibilidad de 30 mA para el diferencial.

### **1.5. Cableado de Baja Tensión.**

Procedemos en este punto a realizar un estudio sobre el cable eléctrico que instalaremos en nuestro generador fotovoltaico, concretamente en la parte de baja tensión de la planta.

Tendremos una parte en corriente continua (CC) y otra en alterna (CA).

Generalmente, este punto consiste en escoger el tipo de cable y su sección, acorde a una serie de premisas. Para determinar correctamente la sección del cable, calcularemos la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de caída de tensión
- Criterio de intensidad máxima admisible
- Criterio de la corriente de cortocircuito

En cuanto al tipo de cable a utilizar, conviene que destaquemos una serie de puntos que podemos aplicar de manera genérica en cualquier instalación fotovoltaica.

Una instalación fotovoltaica, debido a sus características particulares, está sometida a unas condiciones ambientales rigurosas. Cabe destacar que el generador fotovoltaico se encuentra a la intemperie, de forma que los conductores discurrirán a la intemperie o por zanja.

Una de las características particulares de la instalación fotovoltaica es la elevada temperatura que se alcanza en el dorso de los paneles, pudiendo llegar a ser superior de los 90<sup>0</sup>C. Esto imposibilita usar cables cuya temperatura máxima de servicio de su aislante sea de 90<sup>0</sup>C.

La especificación Aenor EA0038 establece las características de cables para instalaciones fotovoltaicas, las cuales se recogen a continuación:

- Temperatura máxima del conductor 120<sup>0</sup>C
- Resistencia a temperaturas extremas
- Resistencia UV
- Resistencia al ozono
- Resistencia a la absorción de agua
- Libre de halógenos
- No propagador de incendios
- Baja emisión de gases corrosivos

Observamos la exigencia de que el cable sea resistente a los rayos ultravioletas. Este cable que menciona la regla AENOR es el cable que conecta los strings con las cajas de agrupación, e irá a la intemperie. Aguas arriba de las cajas de agrupamiento, lo común es que el cableado vaya por zanja, pudiendo usar otro tipo de cable.

El cable fotovoltaico que se va a utilizar esta instalación cuando este se encuentra a la intemperie es el ZZ-F (AS) 1.8KV DC - 0.6/1KV AC, con las siguientes características:

- Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
- Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

#### **1.5.1. Criterio intensidad máxima admisible o de calentamiento**

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

En el cálculo de la sección por el criterio de intensidad máxima admisible se ha introducido un factor de corrección por agrupación de los conductores en bandeja y por la temperatura ambiente

Este criterio se basa en que el cable no debe alcanzar la temperatura máxima admisible de funcionamiento (en condiciones nominales).

Según este criterio, la intensidad máxima que puede circular por el cable de potencia debe ser menor que la intensidad prevista que circule por la línea.

$$I_{\text{línea}} \leq I_{\text{admisible}} = I_{\text{admisible,tabla}} \cdot nFci$$

Dónde:

- $I_{\text{línea}}$ : Intensidad prevista que circulará por la línea.
- $I_{\text{admisible}}$ : Intensidad máxima admisible en la línea.

- $I_{\text{admisible,tabla}}$ : Intensidad máxima admisible que encontramos en las tablas.
- $n_{\text{Fci}}$ : Multiplicación de los factores de corrección en función de las condiciones particulares de la línea.

Según la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para BT, se indica: “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”.

La norma recoge los diferentes métodos de instalación que se van a emplear en la planta, conviene destacar los dos tipos que se emplean en este proyecto:

- Conexión de los módulos fotovoltaicos: El cable se instala al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación F según UNE 20460-5-523).
- Agrupación de inversores en cuadro general de baja tensión: La instalación del cable será por zanja y los cables discurrirán por tubo (método de instalación D según UNE 20460-5-523).

### **1.5.2. Criterio de máxima caída de tensión**

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportado por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y en el extremo de la canalización.

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud.

Cuando circula corriente eléctrica por el cable de potencia, debido a la resistencia/impedancia de éste, se produce una caída de tensión entre ambos extremos del cable (origen y fin del mismo). Esto se traduce en una pérdida de potencia entre la real generada en los paneles y la que llega al inversor a través del cableado.

De este modo, este criterio de cálculo se basa en que la caída de tensión en el cable debe ser menor que un cierto valor. Este valor es realmente importante a la hora

de garantizar un determinado PR y tiene una influencia significativa en el rendimiento de la instalación.

El reglamento electrotécnico de baja tensión establece unos límites para esta caída de tensión de menos del 1.5% según ITC-BT40.

### **1.5.3. Criterio de intensidad de cortocircuito**

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible para menos de 5 segundos asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

La temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplástico y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

Este criterio no es determinante en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

### 1.5.4. Secciones del cableado de B.T.

#### 1.5.4.1. Tramo Corriente Continua Paneles / Inversor

Se realiza el cálculo para la rama más desfavorable, con la longitud de cable más elevada, hacia cada inversor. Así se asegura el correcto dimensionamiento de todas las ramas y unificamos las secciones para reducir costes a la hora de la compra de material.

Nombre	Descripcion	P (kW)	Strings	Paneles series	Voc Max	V (voltios)	Conductor	I (A)	I(A)*1.25
Inversor 1	Huawei SUN2000-60KTL-1	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 2	Huawei SUN2000-60KTL-2	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 3	Huawei SUN2000-60KTL-3	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 4	Huawei SUN2000-60KTL-4	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 5	Huawei SUN2000-60KTL-5	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 6	Huawei SUN2000-60KTL-6	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 7	Huawei SUN2000-60KTL-7	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 8	Huawei SUN2000-60KTL-8	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 9	Huawei SUN2000-60KTL-9	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 10	Huawei SUN2000-60KTL-10	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 11	Huawei SUN2000-60KTL-11	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 12	Huawei SUN2000-60KTL-12	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 13	Huawei SUN2000-60KTL-13	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 14	Huawei SUN2000-60KTL-14	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75
Inversor 15	Huawei SUN2000-60KTL-15	9,24	8	28	1411,69	1264,79	Cu	9,40	11,75

Tabla 4

Nombre	Descripcion	L (m)	S (mm <sup>2</sup> )	e	e%	S teo	Criterio Térmico	Perdidas (W)
Inversor 1	Huawei SUN2000-60KTL-1	40	4	5,34	0,42	2,61	Cumple	4,96
Inversor 2	Huawei SUN2000-60KTL-2	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 3	Huawei SUN2000-60KTL-3	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 4	Huawei SUN2000-60KTL-4	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 5	Huawei SUN2000-60KTL-5	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 6	Huawei SUN2000-60KTL-6	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 7	Huawei SUN2000-60KTL-7	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 8	Huawei SUN2000-60KTL-8	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 9	Huawei SUN2000-60KTL-9	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 10	Huawei SUN2000-60KTL-10	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 11	Huawei SUN2000-60KTL-11	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 12	Huawei SUN2000-60KTL-12	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 13	Huawei SUN2000-60KTL-13	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 14	Huawei SUN2000-60KTL-14	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72
Inversor 15	Huawei SUN2000-60KTL-15	30	4	4,01	0,32	1,96	Cumple	3,72

Tabla 5

Comprobación del criterio térmico:

Nombre	Descripción	S (mm <sup>2</sup> )	Iz (A)	Factores Corrección			Ia (A)	1.25 Id (A)	Sobredimen.(A)
				Fc agrup.	Fc SOL	Fc T <sup>a</sup>			
Inversor 1	Huawei SUN2000-60KTL-1	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 2	Huawei SUN2000-60KTL-2	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 3	Huawei SUN2000-60KTL-3	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 4	Huawei SUN2000-60KTL-4	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 5	Huawei SUN2000-60KTL-5	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 6	Huawei SUN2000-60KTL-6	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 7	Huawei SUN2000-60KTL-7	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 8	Huawei SUN2000-60KTL-8	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 9	Huawei SUN2000-60KTL-9	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 10	Huawei SUN2000-60KTL-10	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 11	Huawei SUN2000-60KTL-11	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 12	Huawei SUN2000-60KTL-12	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 13	Huawei SUN2000-60KTL-13	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 14	Huawei SUN2000-60KTL-14	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36
Inversor 15	Huawei SUN2000-60KTL-15	4	32	1,00	0,90	0,78	22,464	14,10	8,36

Tabla 6

#### 1.5.4.2. Tramo Corriente Alterna Inversor/Cuadro BT

Nombre	Descripción	P (kW)	Strings	Paneles serie	V (volts)	Cond.	I(A)	1,25*I(A)
Inversor 1	Huawei SUN2000-60KTL-1	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 2	Huawei SUN2000-60KTL-2	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 3	Huawei SUN2000-60KTL-3	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 4	Huawei SUN2000-60KTL-4	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 5	Huawei SUN2000-60KTL-5	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 6	Huawei SUN2000-60KTL-6	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 7	Huawei SUN2000-60KTL-7	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 8	Huawei SUN2000-60KTL-8	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 9	Huawei SUN2000-60KTL-9	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 10	Huawei SUN2000-60KTL-10	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 11	Huawei SUN2000-60KTL-11	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 12	Huawei SUN2000-60KTL-12	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 13	Huawei SUN2000-60KTL-13	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 14	Huawei SUN2000-60KTL-14	66	8	28	800	Al	47,63	59,54
Inversor 15	Huawei SUN2000-60KTL-15	66	8	28	800	Al	47,63	59,54

Tabla 7

Nombre	Descripción	L (m)	S (mm <sup>2</sup> )	Caída V	%V	S teo	Criterio Térmico	Perdidas (W)	PE (mm <sup>2</sup> )
Inversor 1	Huawei SUN2000-60KTL-1	29,5	16	7,84	0,98	12,65	Cumple	373,48	16
Inversor 2	Huawei SUN2000-60KTL-2	20,2	16	5,37	0,67	8,66	Cumple	255,74	16
Inversor 3	Huawei SUN2000-60KTL-3	14,4	16	3,83	0,48	6,18	Cumple	182,31	16
Inversor 4	Huawei SUN2000-60KTL-4	55,5	35	6,74	0,84	23,81	Cumple	321,21	16
Inversor 5	Huawei SUN2000-60KTL-5	70	35	8,51	1,06	30,03	Cumple	405,13	16
Inversor 6	Huawei SUN2000-60KTL-6	144,6	70	8,79	1,10	62,03	Cumple	418,45	35
Inversor 7	Huawei SUN2000-60KTL-7	143	70	8,69	1,09	61,34	Cumple	413,82	35
Inversor 8	Huawei SUN2000-60KTL-8	161,6	70	9,82	1,23	69,32	Cumple	467,64	35
Inversor 9	Huawei SUN2000-60KTL-9	171,1	95	7,66	0,96	73,39	Cumple	364,83	48
Inversor 10	Huawei SUN2000-60KTL-10	179,9	95	8,05	1,01	77,17	Cumple	383,60	48
Inversor 11	Huawei SUN2000-60KTL-11	199,6	95	8,94	1,12	85,62	Cumple	425,60	48
Inversor 12	Huawei SUN2000-60KTL-12	216,4	95	9,69	1,21	92,83	Cumple	461,43	48
Inversor 13	Huawei SUN2000-60KTL-13	222	95	9,94	1,24	95,23	Cumple	473,37	48
Inversor 14	Huawei SUN2000-60KTL-14	250,6	120	8,88	1,11	107,50	Cumple	423,03	60
Inversor 15	Huawei SUN2000-60KTL-15	269	120	9,53	1,19	115,39	Cumple	454,09	60

Tabla 8

Comprobación del criterio térmico:

Nombre	Descripción	S (mm <sup>2</sup> )	Iz (A)	Factores Corrección		Ia (A)	I.25 Id (A)	redimer
				Fc agrupa.	c T <sup>a</sup> terren			
Inversor 1	Huawei SUN2000-60KTL-1	16	97	1,00	0,87	84,39	59,54	24,85
Inversor 2	Huawei SUN2000-60KTL-2	16	97	1,00	0,87	84,39	59,54	24,85
Inversor 3	Huawei SUN2000-60KTL-3	16	97	1,00	0,87	84,39	59,54	24,85
Inversor 4	Huawei SUN2000-60KTL-4	35	150	1,00	0,87	130,5	59,54	70,96
Inversor 5	Huawei SUN2000-60KTL-5	35	150	1,00	0,87	130,5	59,54	70,96
Inversor 6	Huawei SUN2000-60KTL-6	70	220	1,00	0,87	191,4	59,54	131,86
Inversor 7	Huawei SUN2000-60KTL-7	70	220	1,00	0,87	191,4	59,54	131,86
Inversor 8	Huawei SUN2000-60KTL-8	70	220	1,00	0,87	191,4	59,54	131,86
Inversor 9	Huawei SUN2000-60KTL-9	95	260	1,00	0,87	226,2	59,54	166,66
Inversor 10	Huawei SUN2000-60KTL-10	95	260	1,00	0,87	226,2	59,54	166,66
Inversor 11	Huawei SUN2000-60KTL-11	95	260	1,00	0,87	226,2	59,54	166,66
Inversor 12	Huawei SUN2000-60KTL-12	95	260	1,00	0,87	226,2	59,54	166,66
Inversor 13	Huawei SUN2000-60KTL-13	95	260	1,00	0,87	226,2	59,54	166,66
Inversor 14	Huawei SUN2000-60KTL-14	120	295	1,00	0,87	256,65	59,54	197,11
Inversor 15	Huawei SUN2000-60KTL-15	120	295	1,00	0,87	256,65	59,54	197,11

Tabla 9

#### 1.5.4.3. Tramo Corriente Alterna Cuadro BT/Transformador

Línea	P (kW)	$\rho$ (20°C)	F.P.	V (volts)	Cond.	I(A)
Cuadro BT - Transformador	990	0,028	1	800	Al	721,69

L (m)	S (mm <sup>2</sup> )	Nº Cond.	Caída V	%V	Criterio Térmico	Perd. (W)
10	300	3	1,16	0,14	Cumple	833,55

Tabla 10

Comprobación del criterio térmico:

Descripción	S (mm <sup>2</sup> )	Iz (A)	Factores Corrección		Nº Cable	Ia (A)	Id (A)	Sobredimen.(A)
			Fc agrupa.	Fc T <sup>a</sup>				
Cuadro BT - Transformador	300	485	0,70	0,87	3	886,1	721,69	164,41

Tabla 11

### 1.6. Cableado de Media Tensión

Línea	P (kW)	$\rho$ (20°C)	F.P.	V (volts)	Cond.	I(A)
Transformador - CMMT	990	0,028	1	22.000	Al	25,98

L (m)	S (mm <sup>2</sup> )	Nº Cond.	Caída V	%V	Criterio Térmico	Perd. (W)
30	16	1	2,36	0,01	Cumple	61,38

Tabla 12

Comprobación del criterio térmico:

Descripción	S (mm <sup>2</sup> )	Iz (A)	Factores Corrección		Nº Cable	Ia (A)	Id (A)	Sobredimen.(A)
			Fc agrupa.	Fc T <sup>a</sup>				
Transformador - CMMT	16	97	0,70	0,87	1,000	59,073	25,98	33,09

Tabla 13

## 1.7. Canalizaciones

### 1.7.1. Cálculo del diámetro de tubos en canalizaciones enterradas

En las canalizaciones enterradas, los tubos protectores serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50086-2-4 y sus características mínimas serán, para las instalaciones ordinarias:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250N / 450N / 750N.
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal.
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA.
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA.
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificaciones.
Propiedades eléctricas	0	No declaradas.
Resistencia a la penetración objetos sólidos	4	Protegido contra objetos. $D \geq 1\text{mm}$ .
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia.
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media.
Resistencia a la tracción	0	No declarada.
Resistencia a la propagación de llama	0	No declarada.
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada.
<b>Notas:</b>		
NA: No Aplicable.		
- Para tubos embebidos en hormigón aplica 250N y grado ligero.		
- Para tubos en suelo ligero aplica 450N y grado normal.		
- Para tubos en suelo pesado aplica 750N y grado normal.		

**Tabla 14**

Se considera **suelo ligero** aquel suelo uniforme que no sea del tipo pedregoso y con cargas superiores ligeras, como por ejemplo, aceras, parques y jardines. **Suelo pesado** es aquel tipo pedregoso y duro y con cargas superiores pesadas, como por ejemplo, calzadas y vías férreas.

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en la norma UNE-EN 50086-2-4.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados.

Para el presente proyecto se va a considerar el caso para más de 10 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

Según la ITC-BT 21, la sección interior del tubo se habrá de calcular en función de la sección ocupada por los conductores en los siguientes casos

- 1) Mas conductores por tubo que los indicados anteriormente.
- 2) Conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo

En el presente proyecto el caso que nos ocupa es el segundo, por lo que pasamos a realizar el cálculo del diámetro interior del tubo para conductores con secciones diferentes. Según la norma la fórmula a emplear es la que sigue:

$$\varnothing_{int.TUBO} = \sqrt{f \cdot [(n_1 \cdot \varnothing_{E.cond1}^2) + (n_2 \cdot \varnothing_{E.cond2}^2) + \dots]}$$

Cálculo aplicando la citada fórmula para la canalización central, a la cual llega la canalización de cada inversor, y va hasta el centro de transformación (mm):

S (mm2)	Ø	nº cables	nº líneas
16	9,4	9	3
35	12,6	6	2
70	15,8	10	3
95	17,9	15	5
120	19	6	2

<b>Factor corrección</b>	4
--------------------------	---

<b>Ø Int Tubo</b>	211,8
-------------------	-------

Agrupación BT	Ø Int Tubo	Ø Nom
TODOS + 70 pe	211,81	250

Tabla 15

Cálculo para tramos individuales desde cada inversor hasta la canalización central (mm):

nº Cables	Ø Int Tubo	Ø Nom
16x3 + P	37,6	50
35x3 + P	50,4	75
70x3 + P	63,2	90
95x3 + P	71,6	90
120x3 + P	76	110

Tabla 16

## 1.8. Cálculo de orientación e inclinación

El objeto de este punto es comprobar si se cumplen los límites en la orientación e inclinación de los módulos del presente proyecto de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el Pliego de Condiciones.

Para conocer el ángulo de inclinación óptimo para la ubicación de la instalación solar se ha empleado la el software de energía solar fotovoltaica online gratuito PVGIS. El resultado obtenido ha sido un ángulo de inclinación para los módulos de 37 °, aunque debido al ahorro producido por la instalación de estructura con un ángulo estandarizado, el ángulo con el que se ha optado instalar los módulos finalmente será de 35°, por lo que los cálculos de este punto se realizan bajo esta última condición.

Las pérdidas por orientación e inclinación se calculan en función del ángulo de inclinación  $\beta$  (figura 5), y el ángulo de azimut  $\alpha$ , (figura 6).

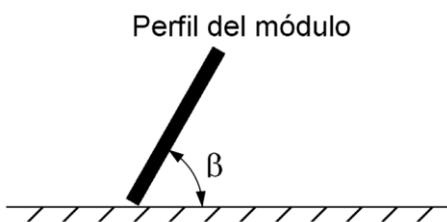


Figura 5

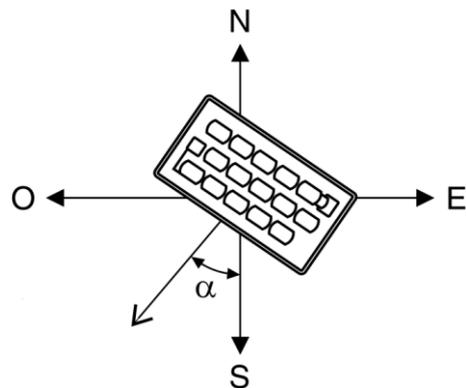


Figura 6

El ángulo de azimut del generador es 0°, ya que los módulos están orientados completamente al Sur, conocido el ángulo de azimut se calculan los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el Pliego de Condiciones.

Conocido el azimut, determinamos en la figura 7 los límites para la inclinación en el caso de  $\phi = 41^\circ$ . Para este caso las pérdidas máximas por este concepto son del 10%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima para latitud  $\phi = 41$ .



## 1.9. Cálculo de pérdidas por sombreado

### 1.9.1. Cálculo de la distancia entre filas de módulos

Para el cálculo de las separaciones entre filas de los módulos se utilizan dos métodos con el fin de comprar resultados y emplear aquel que nos ofrezca un mejor equilibrio entre la superficie disponible para la instalación y la potencia del generador fotovoltaico a instalar.

Finalmente se realiza la comprobación para cumplir con los límites marcados en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para pérdidas de radiación solar por sombras

#### 1.9.1.1. Cálculo de la distancia mínima según IDAE

El IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, establece una fórmula sencilla para calcular la distancia mínima. Según éste, la distancia mínima deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. La distancia mínima "d" deberá ser superior al valor obtenido por la siguiente expresión:

$$d = h / \tan(61^\circ - \Phi) \quad \text{para superficie horizontal}$$

Para calcular la altura de los paneles respecto de la horizontal se hace un simple calculo trigonométrico conocido el ángulo de inclinación de estos:

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

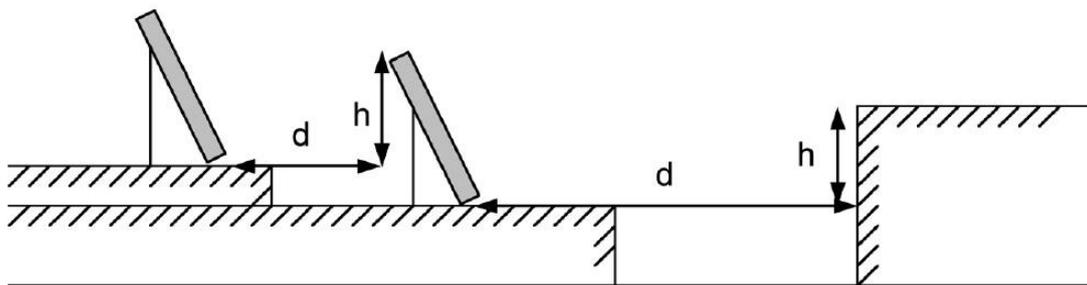


Figura 8

Siendo:

- h = la altura de la placa respecto a la horizontal.
- $\Phi$  = latitud del lugar.
- d = distancia mínima.
- $\alpha$  = ángulo de inclinación de los paneles.

La longitud,  $L$ , de los paneles solares que se ha de considerar para estos cálculos es de 4 metros, ya que el número de módulos colocados por fila es 2 y se considera una separación entre ellos de unos 5 cm.

$$h = 4 * \text{sen}(\alpha) = 2,29$$

Por tanto, la distancia mínima que resulta mediante el primer método es de:

$$d = 2,29 / \tan(61 - 40) = 5,97 \text{ metros}$$

$$\text{distancia entre inicio de filas} = d + (L * \cos(\alpha)) = 9,24 \text{ metros}$$

Ahora bien, esta fórmula sólo es válida para superficies planas u horizontales, y cuyo azimut no difiera mucho de  $0^\circ$ . Esto es muy importante porque mucha gente suele aplicar esta fórmula de manera indiscriminada cuando el propio IDAE especifica que tiene limitaciones.

Conocida la separación mínima recomendada por el IDAE, se ha creído conveniente comparar con otro método ya que el aprovechamiento de la superficie es un factor muy importante en este tipo de proyectos.

#### 1.9.1.1. Cálculo de la distancia mínima geoméricamente

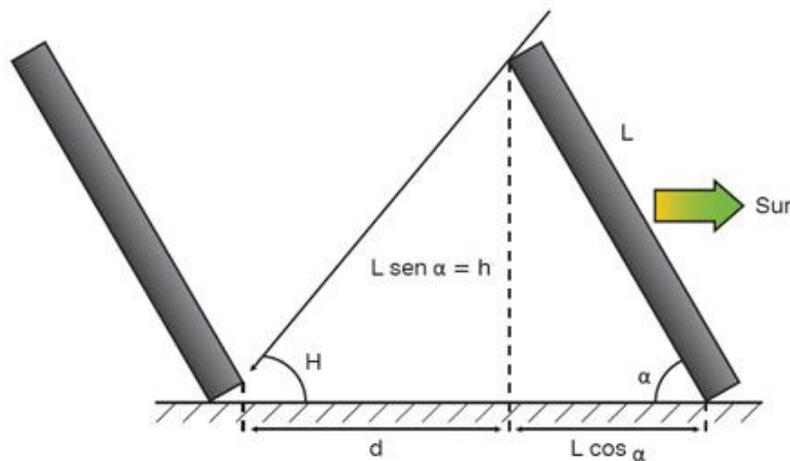


Figura 9

$$d = L * \left( \frac{\text{sen}(\alpha)}{\tan(H)} \right)$$

$$\text{distancia entre inicio de filas} = d + (L * \cos(\alpha))$$

Donde:

- $H$  = ángulo de la altura solar.

- L = longitud del panel fotovoltaico.
- $\alpha$  = ángulo de inclinación de los paneles.
- d = distancia mínima.

Para este cálculo es necesario conocer la altura solar. Con el fin de garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, 21 de diciembre, el día más desfavorable del año, se busca la altura para que no se proyecten sombras a las 12:00 AM.

En los datos meteorológicos introducidos en el software de simulación que se a empleado para el cálculo energético de la instalación podemos encontrar la altura solar exacta para esta hora y día:

Dec 21, 10:00 am	17.6938
Dec 21, 11:00 am	23.1815
Dec 21, 12:00 pm	26.0559
Dec 21, 01:00 pm	25.9488
Dec 21, 02:00 pm	22.875
Dec 21, 03:00 pm	17.224

Por tanto, el ángulo de la altura del sol para asegurar 4 horas solares en el día mas desfavorable del año es de 26,056 °.

Conocidos también el ángulo de inclinación de los paneles, 35°, y la longitud de los paneles solares, 4 metro, pasamos a calcular la separación mínima resultante del segundo método empleado:

$$d = 4 * \left( \frac{\text{sen}(35)}{\tan(26,056)} \right) = 4,69 \text{ metros}$$

$$\text{distancia entre inicio de filas} = 4,69 + (4 * \cos(35)) = 7,97 \text{ metros}$$

## 2. ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

### 2.1. Estudio producción energética

#### 2.1.1. Irradiación

Para obtener los datos de irradiación necesarios para esta localización se ha empleado el sistema de información geográfica fotovoltaica PVGIS, los datos son de un año meteorológico típico (TMY), un conjunto de datos meteorológicos con valores horarios durante un año para esta ubicación.

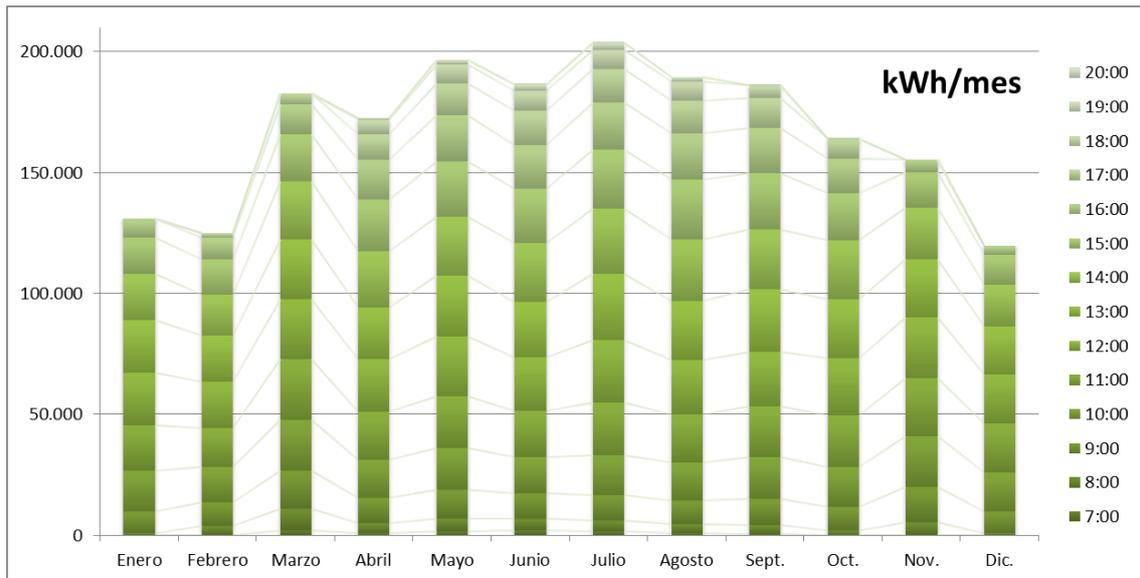
Se seleccionan a partir de datos por hora en un período de 10 años, para cada mes los datos se seleccionan del año que se considera más "típico" para ese mes. Se muestran los promedios de los valores de radiación para las coordenadas de la ubicación de la planta en Wh por m<sup>2</sup>, y día.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
6:00	0	0	0	0	19	33	17	0	0	0	0	0
7:00	0	10	89	62	120	140	126	74	33	0	21	0
8:00	58	104	237	200	276	298	278	202	155	83	129	63
9:00	174	232	390	360	459	452	454	358	338	218	264	178
10:00	296	341	524	494	591	578	607	514	491	367	390	289
11:00	354	395	624	602	716	690	752	633	605	490	465	361
12:00	406	473	653	662	800	804	869	714	661	558	496	375
13:00	411	474	647	670	834	811	921	776	742	577	469	358
14:00	342	410	603	719	792	859	915	799	715	571	399	297
15:00	259	335	476	651	740	790	816	768	647	456	261	205
16:00	124	202	296	499	625	642	659	595	521	324	89	63
17:00	0	35	123	335	459	530	493	440	351	179	0	0
18:00	0	0	0	206	295	356	321	279	162	1	0	0
19:00	0	0	0	44	116	166	164	94	2	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	6	5	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

#### 2.1.2. Generación energía

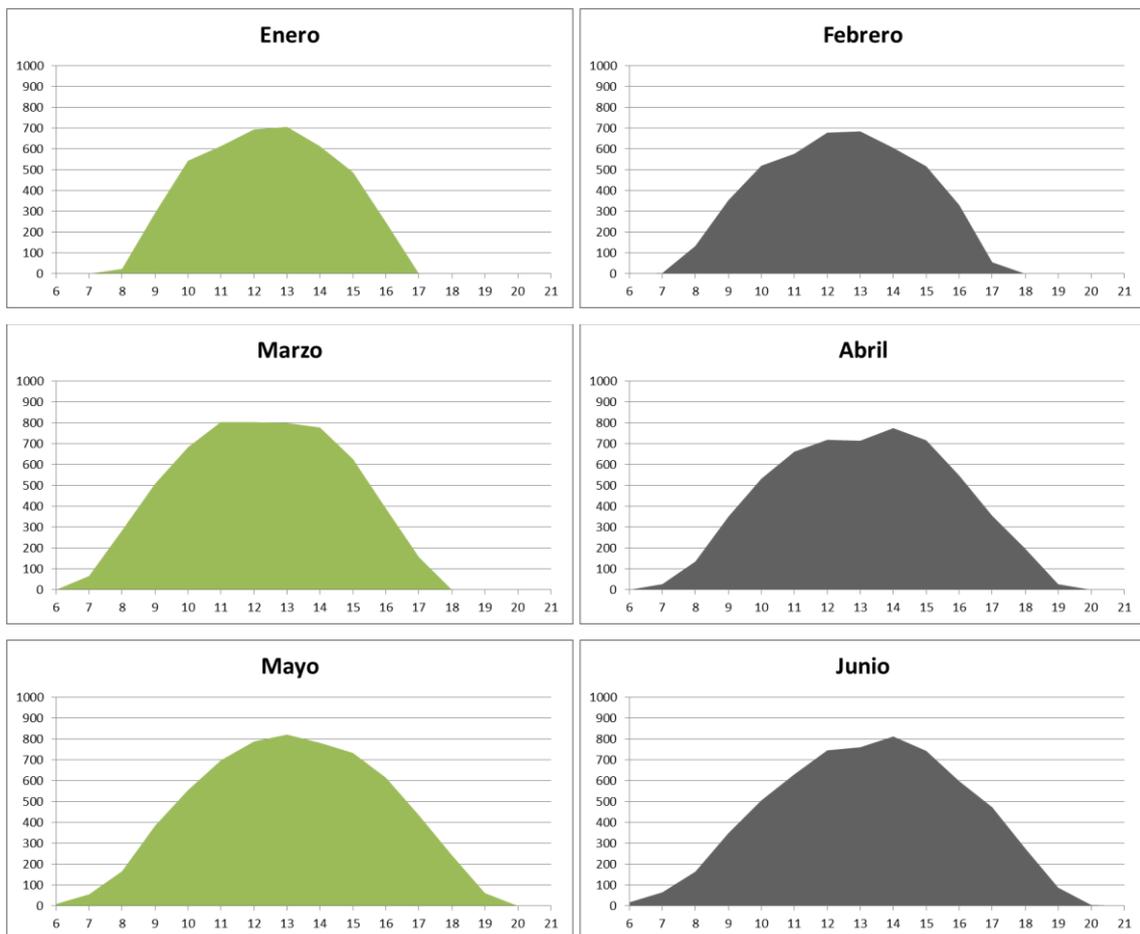
Resultando de la simulación de energía generada mensualmente en kWh:

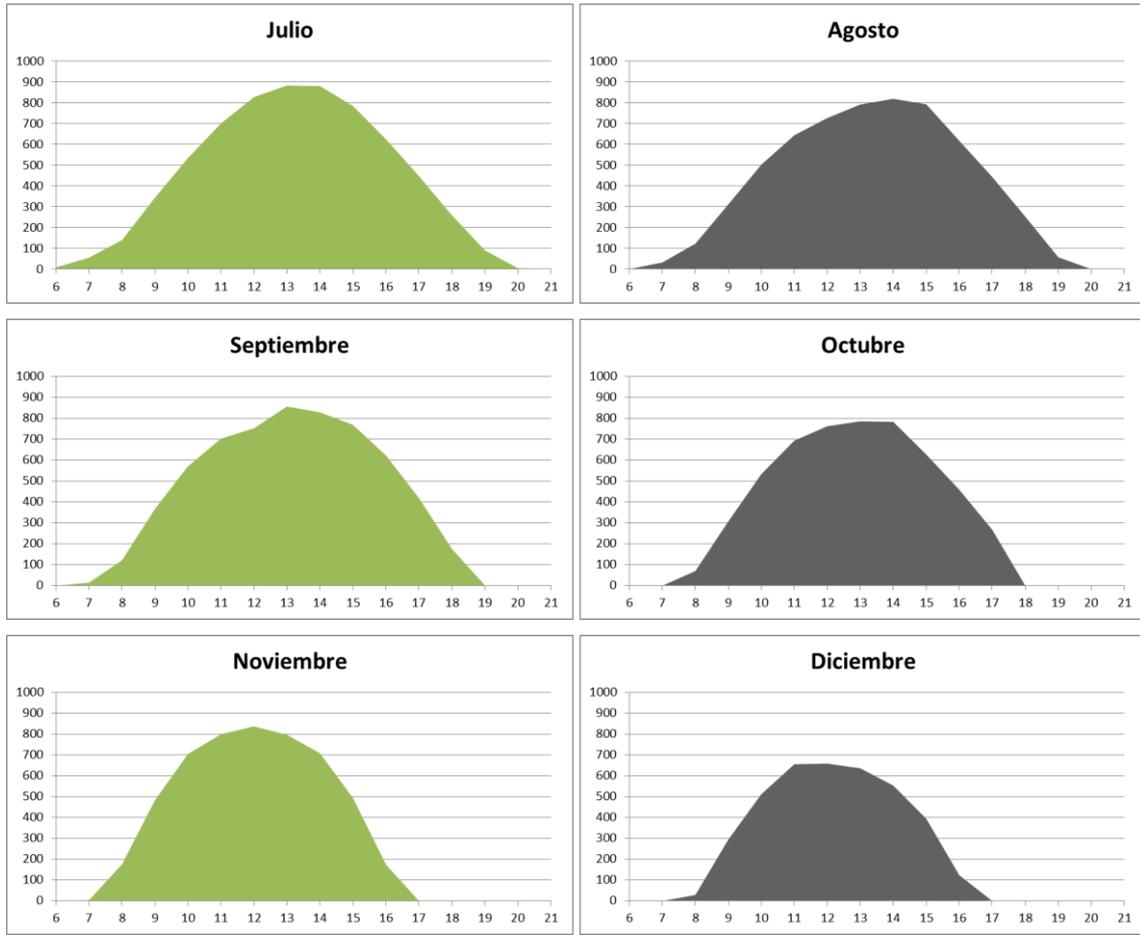
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
130.900	124.834	182.915	172.731	196.773	186.996	204.046	189.456	186.256	164.089	155.512	119.674



Para el período de estudio seleccionado se resulta una producción nominal de 2.306.798 kWh, con un rendimiento previsible de la instalación de **2.014.992 kWh** al año.

A continuación, se muestra la media de generación de energía diaria representada en el tiempo y en kWh.





Las horas solares pico que se obtienen de la planta son:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
3,84	4,05	5,36	5,23	5,77	5,67	5,98	5,56	5,64	4,81	4,71	3,51

Se ha realizado un estudio del ahorro de emisiones contaminantes a la atmosfera gracias a la instalación de una fuente de energía limpia como la planta objeto del estudio.

Energía Generada (kWh)	Emisiones Ahorradas	
	CO <sub>2</sub> (kg)	SO <sub>x</sub> (kg)
2.014.992	<b>805.673</b>	<b>5.927</b>

### 2.1.3. Informe System Advisor Model

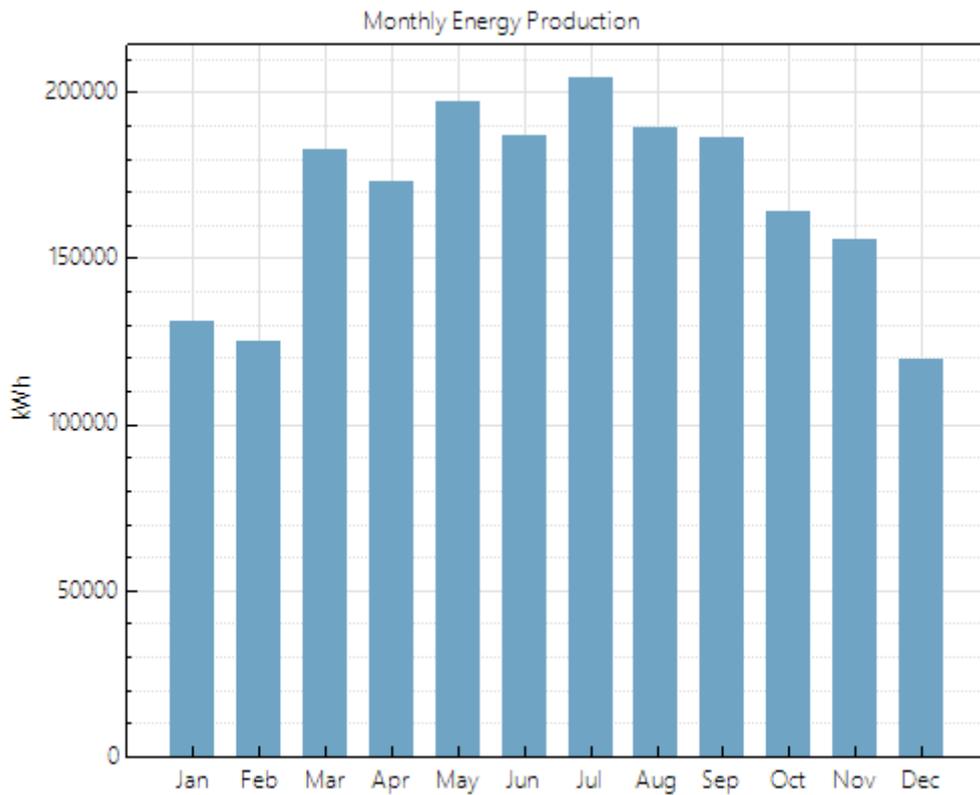


Figura 10. Produccion de energia mensual

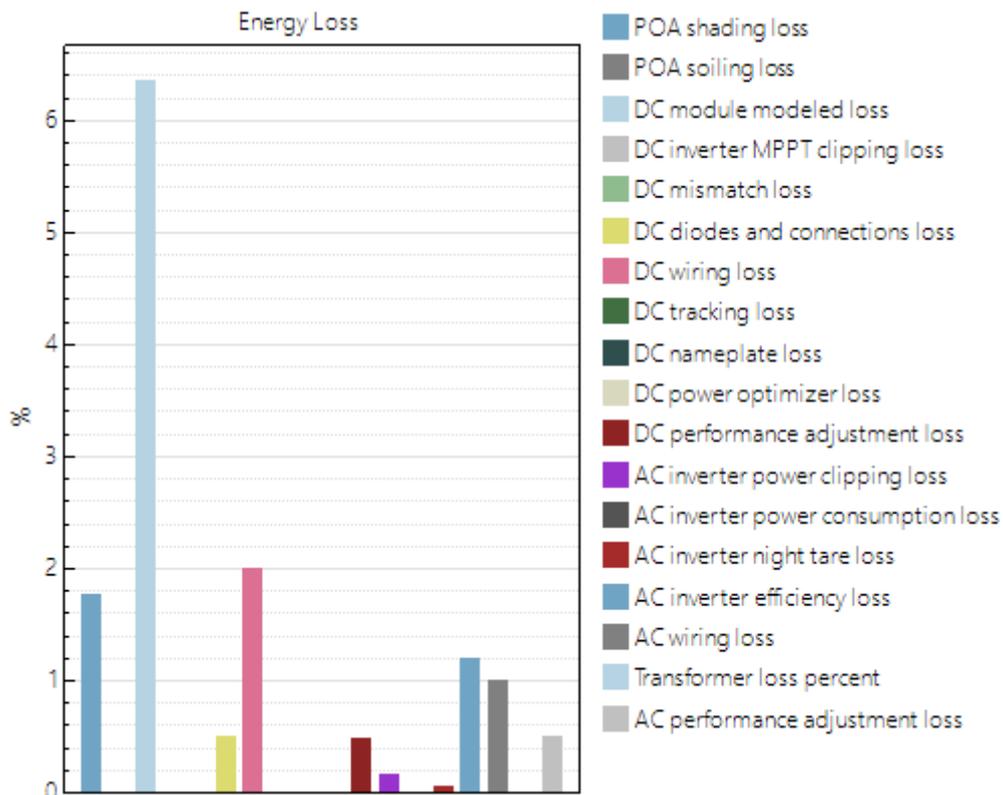
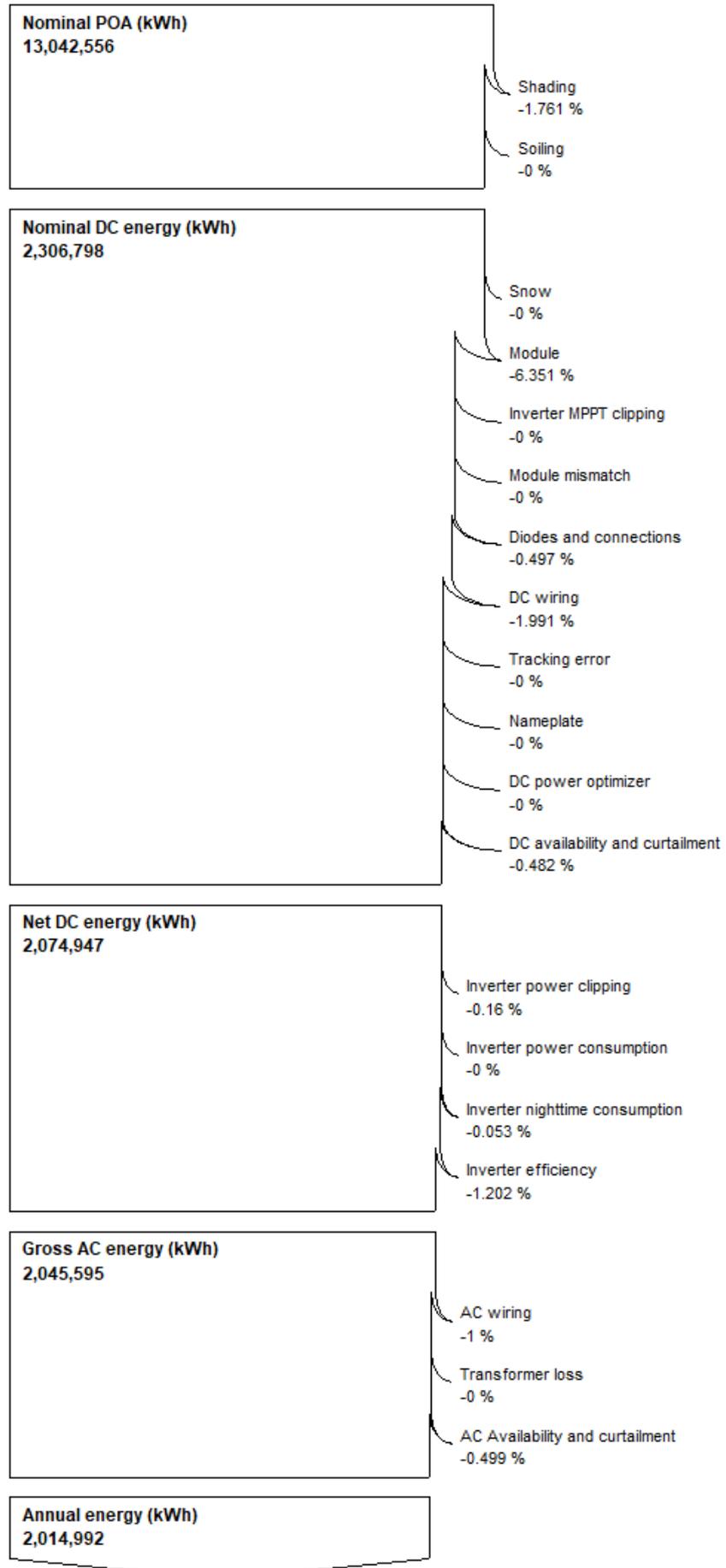


Figura 11. Pérdidas energeticas del sistema

### Performance Model

<b>Modules</b>	
Jinko Solar JKM330P-72-V	
Cell material	Multi-c-Si
Module area	1.84 m <sup>2</sup>
Module capacity	330.37 DC Watts
Quantity	3,360
Total capacity	1.11 DC MW
Total area	6,165 m <sup>2</sup>
<b>Inverters</b>	
Custom (Inverter Datasheet Model)	
Unit capacity	66 AC kW
Input voltage	1080 DC V
Quantity	15
Total capacity	990 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.12
AC losses (%)	1.00
<b>Array</b>	
Strings	120
Modules per string	28
String voltage (DC V)	1058.40
Tilt (deg from horizontal)	35.00
Azimuth (deg E of N)	180
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	yes
Rotation limit (deg)	-
Shading	yes
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	2.49
<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	0.5%
Degradation	none
Hourly or custom losses	none
<b>Annual Results (in Year 1)</b>	
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.85
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	5.00
Net to inverter	2,074,000 DC kWh
Net to grid	2,014,000 AC kWh
Capacity factor	20.7
Performance ratio	0.86



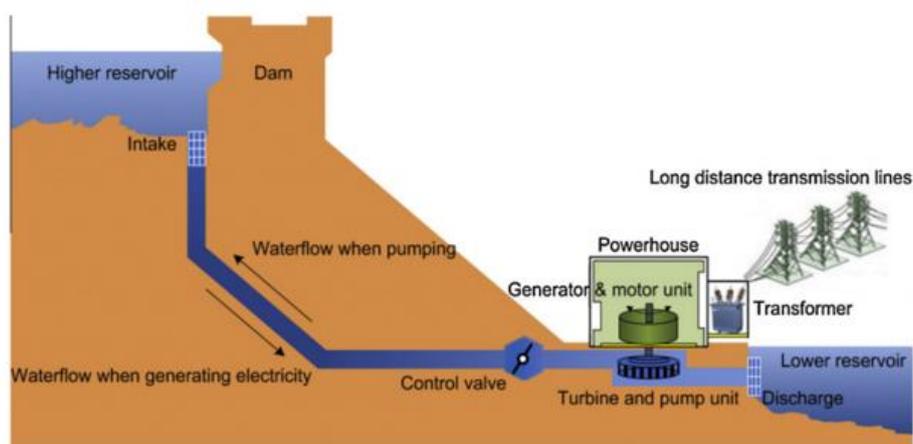
## 2.2. Estudio sobre incorporación de sistemas de almacenamiento

Actualmente incorporar un sistema de almacenamiento mediante baterías únicamente en un sistema de generación fotovoltaico no tiene sentido en términos financieros. Aunque los fabricantes de baterías están implementando mejoras en el rendimiento y haciendo un esfuerzo para reducir los costes, no son aun competencia de otras tecnologías de almacenamiento.

Debido a esto se exponen otras opciones que serían posibles para ese tipo de instalación con un coste menor.

Almacenamiento hidráulico bombeado.

Esta tecnología de almacenamiento de energía es la que esta mas ampliamente implementada. A finales de 2016 se estimó que habían 150 GW de potencia instalados con esta tecnología.



Este sistema almacena energía en forma de energía potencial gravitatoria bombeando agua entre dos embalses situados a diferentes alturas. Cuando la generación de energía esta por encima de los consumos el agua se bombea a través de una tubería desde el extremo inferior hasta un tanque superior, cuando la demanda de electricidad es mas alta, se invierte el flujo de agua y esta pasa por un sistema con una turbina de generación de electricidad.

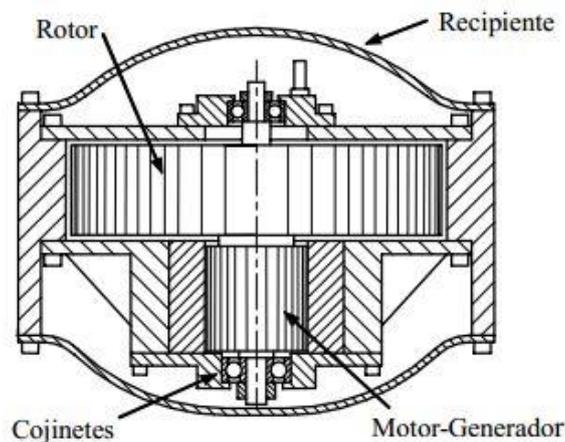
Almacenamiento con aire comprimido

Esta tecnología almacena energía en forma de aire comprimido en un embalse de gran volumen. Para estos embalses se emplean antiguos depósitos de sal naturales o de gas que están agotados y pueden acondicionarse para este uso, así se reducen mucho los costes de obra civil para este tipo de sistemas.

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido trabajan bajo los principios de las turbinas de gas convencionales, aunque las fases de compresión y expansión se separan en lugar de hacerse simultáneamente. Para cargar estos sistemas el exceso de energía se usa en un motor que impulsa una cadena de compresores para almacenar en el depósito, cuando ocurre esto el aire se calienta y este calor se libera mediante un radiador que libera el calor a la atmósfera. Cuando la demanda de energía es alta el aire almacenado impulsa una turbina de generación mediante combustión de gas. Debido a que el aire comprimido se enfría es necesario calentarlo mediante la mezcla del aire con gas natural en una cámara de combustión de la turbina.

#### Almacenamiento con volante de inercia

Esta tecnología almacena energía como energía cinética rotacional acelerando y frenando una masa rotatoria. Esta masa gira alrededor de un eje fijo que está conectado a una máquina reversible que actúa como un motor que hace girar al volante de inercia, cuando se almacena energía, hasta alcanzar la velocidad de funcionamiento. Cuando se pretende suministrar energía la volante entrega par al generador para suministrar energía.



La cantidad de energía que puede almacenar este tipo de sistemas depende principalmente del peso de la masa y de la velocidad a la que gire. Con el objetivo de minimizar pérdidas en este tipo de sistemas suelen contener conjuntos de rodamientos, los más utilizados son rodamientos de bolas o cojinetes magnéticos. Los sistemas con velocidades más elevadas contienen cojinetes magnéticos debido a que tienen menos pérdidas por fricción, actualmente la investigación en estos sistemas se centra en la mejora de estos cojinetes magnéticos ya que es donde hay un mayor potencial de mejora del rendimiento.

### 3. PRESUPUESTO

El presupuesto de la instalación solar fotovoltaica del presente proyecto es el que se detalla a continuación:

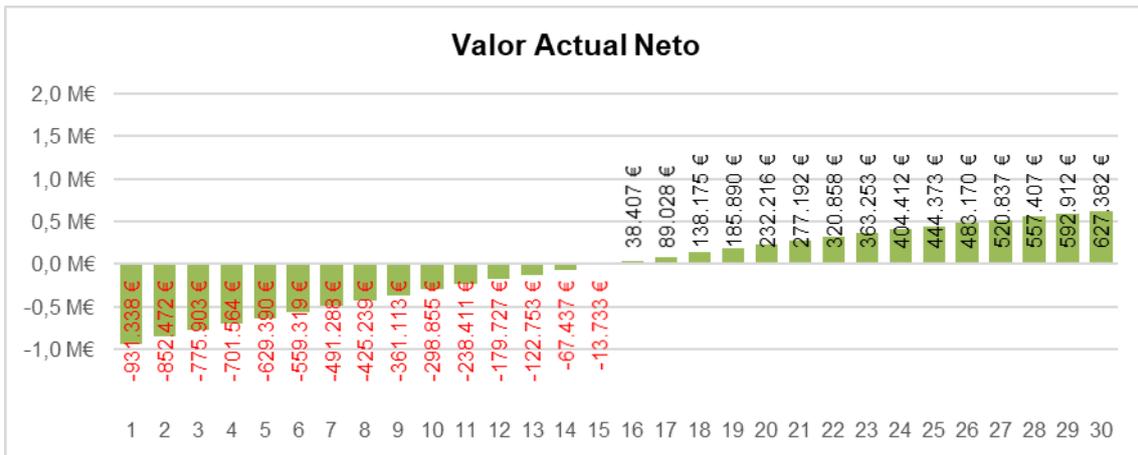
ITEM	DESCRIPCIÓN	€/ITEM
1	Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos.	623.415,00 €
2	Suministro e instalación de estructuras soporte para módulos fotovoltaicos y fijación.	132.038,40 €
3	Suministro e instalación de inversores y su sistema de monitorización.	75.049,00 €
4	Conexión eléctrico de módulos, cableado eléctrico de módulos hasta inversor en lado CC, conexión eléctrica de los inversores a cuadro eléctrico CA y conexión desde el armario CA hasta la red. Puesta en servicio de todos los equipos eléctricos. Incluye material necesario.	128.945,74 €
5	Ingeniería de detalle, dirección de obra y puesta en marcha	6.279,00 €
6	Seguro de obra, prevención riesgos laborales, gestión de residuos y tasas municipales	46.843,33 €
<b>TOTAL PRESUPUESTO FV</b>		<b>1.012.570,48 €</b>

Tabla 17. Presupuesto

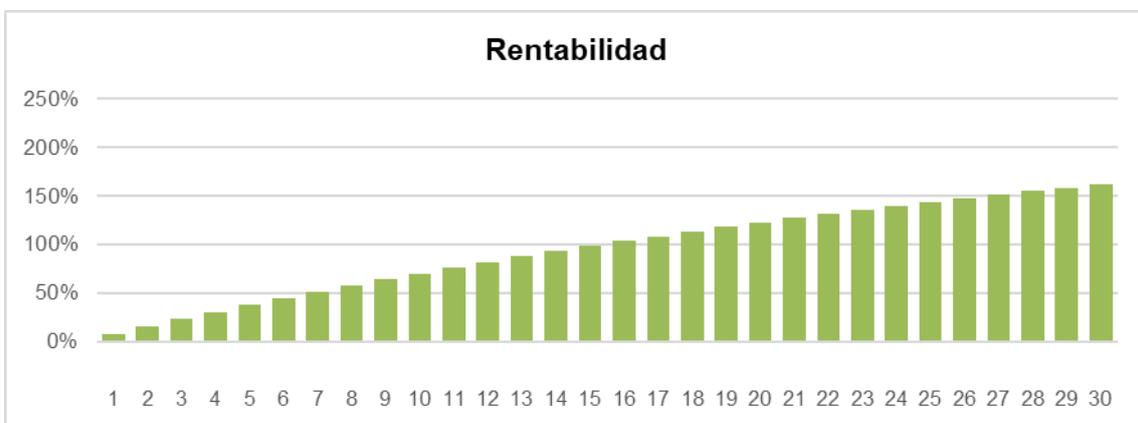
En la Orden ETU/130/2017 por la que se “actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos” encontramos un precio estimado por venta de energía en mercado eléctrico para el año 2018 de 41,54 €/MWh.

Con estos datos de retribución y conociendo la generación anual de la instalación solar, se estiman unos ingresos anuales de 83.669 €, derivando un periodo de retorno simple de 12 años y 1 mes.

El valor actual neto de la inversión en función del año se muestra a continuación:



Y la rentabilidad:



Como se puede apreciar en los cálculos, se puede concluir que la amortización del proyecto es razonable considerando el volumen de la inversión y teniendo en cuenta que la instalación no tiene ningún tipo de prima ni subvención.

## 4. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

### 4.1. Módulo Fotovoltaico

www.jinkosolar.com



# Eagle 1500V 72

## 315-335 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008 · ISO14001:2004 · OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215 · IEC61730 certified products.



(4BB)





### KEY FEATURES



**System Voltage:**

The maximum voltage is promoted to 1500V and the module strings are extended by 50% which reduces the overall system BOS.



**High Power Output:**

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 335Wp.



**PID RESISTANT:**

The Eagle module can pass maximum voltage 1500V PID testing under 60 C /85%RH condition to ensure the outdoor durability and energy output via high-voltage resistance technology.



**Low-light Performance:**

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



**Severe Weather Resilience:**

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



**Durability against extreme environmental conditions:**

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

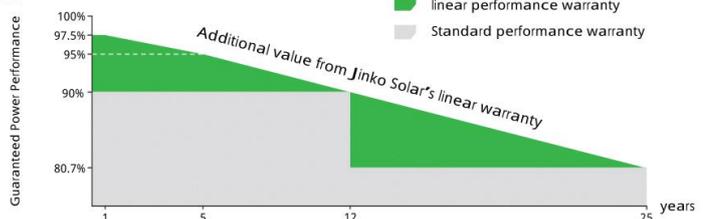


**Temperature Coefficient:**

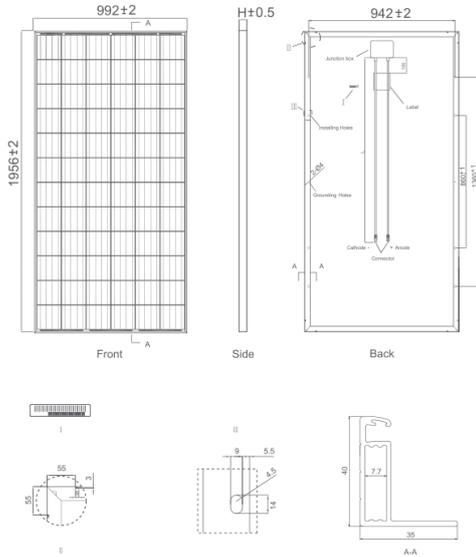
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



### Engineering Drawings

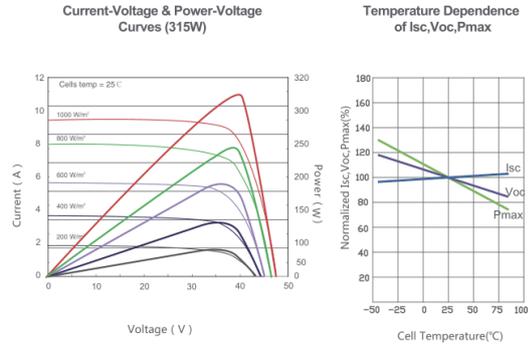


### Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

26pcs/box, 52pcs/pallet, 624 pcs/40'HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length: 900mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM315PP-72-V		JKM320PP-72-V		JKM325PP-72-V		JKM330PP-72-V		JKM335PP-72-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V
Maximum Power Current (Imp)	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V
Short-circuit Current (Isc)	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A
Module Efficiency STC (%)	16.23%		16.49%		16.75%		17.01%		17.26%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-335PP-V\_1.0\_rev2017

## 4.2. Inversor de potencia

# Smart String Inverter (SUN2000-60KTL-HV-D1-001)



### Smart

- 4 MPPTs for versatile adaptations to different layouts
- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart String I-V Diagnosis supported

### Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated inside

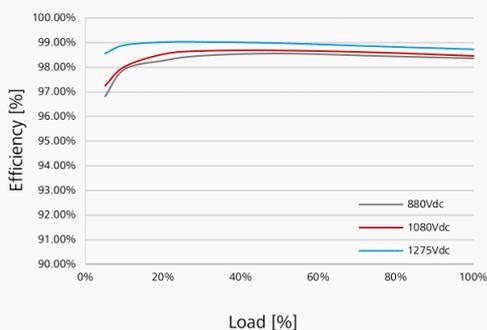
### Efficient

- Max. efficiency 99.0%, European efficiency 98.8%
- 800V output voltage and decrease 75% AC wire loss versus 400V
- Without N Line and save more AC cable

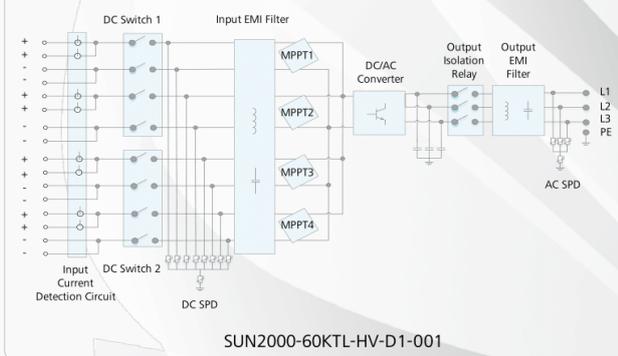
### Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Always Available for Highest Yields

<http://solar.huawei.com>

# Smart String Inverter (SUN2000-60KTL-HV-D1-001)



Technical Specifications	SUN2000-60KTL-HV-D1-001
	<b>Efficiency</b>
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
	<b>Input</b>
Max. DC Usable Power	67,300 W
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	600V / 650V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,450 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	<b>Output</b>
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	800V, 3W+PE
Rated Output Current	43.3 A
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	<b>Protection</b>
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	<b>Communication</b>
Display	LED Indicators
RS485	Yes
USB / Bluetooth + APP	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	<b>General</b>
Dimensions ( W×H×D )	930 × 600 × 270 mm (36.6×23.6×10.6 inches)
Weight	62 kg (136.7 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ +140°F)
Cooling	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Topology	Transformerless

Always Available for Highest Yields

<http://solar.huawei.com>

### 4.3. Conductores

#### Cables aislados de baja tensión en Aluminio, unipolares



Tensión  
0,6/1 kV

#### Construcción

Conductor circular de Aluminio, clase 2.  
Aislamiento constituido por una mezcla sólida extrudida de polietileno reticulado (XLPE).  
Cubierta exterior negra de:  
- Policloruro de vinilo (PVC) -RV  
- Poliolefina termoplástica libre de halógenos y resistente a las radiaciones UV (Z1) - XZ1.  
La cubierta confiere también al cable características mejoradas cuando en presencia del fuego:  
- No propagación de la llama  
- Baja emisión y reducida opacidad de los humos  
- Reducida emisión de gases ácidos

#### Utilización

En las instalaciones de líneas subterráneas de BT, se utilizan en las derivaciones o acometidas a las CGP (cajas generales de protección), y en los puentes de unión de los transformadores de potencia con sus correspondientes cuadros de distribución de BT.

#### Normas aplicables

UNE 21 002 UNE-EN 60 228 UNE-HD 603-5N IEC 60 502-1 UNE-HD 211603-5N1  
UNE-EN 50 268 IEC 61034-2 UNE-EN 50 267-2-3 IEC 60754-2

#### Características eléctricas y dimensionales de los cables RV - SOLIVEX

Designación	Diámetro del conductor	Espesor del aislamiento	Diámetro sobre aislamiento	Espesor de la cubierta	Diámetro exterior cable	Peso del cable	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Reactancia a 50 Hz	Intensidad admisible		Caída de tensión entre fases	
									(1)	(2)	cos φ = 0,8	cos φ = 1,0
Sección nominal mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	Kg/Km	Ω/Km	Ω/Km	A		V/A.Km	
RV 1x25 KAI	6,0	0,9	8,0	1,4	11,0	155	1,200	0,097	93	125	2,22	2,65
RV 1x50 KAI	8,1	1,0	10,3	1,4	13,3	240	0,641	0,092	140	180	1,23	1,41
RV 1x95 KAI	11,4	1,1	13,8	1,5	17,0	410	0,320	0,084	220	260	0,65	0,71
RV 1x150 KAI	14,5	1,4	17,5	1,6	20,9	610	0,206	0,083	300	330	0,45	0,45
RV 1x240 KAI	18,5	1,7	22,1	1,7	25,7	950	0,125	0,081	420	430	0,31	0,28

#### Características eléctricas y dimensionales de los cables XZ1 - SOLIGNEX

Designación	Diámetro del conductor	Espesor del aislamiento	Diámetro sobre aislamiento	Espesor de la cubierta	Diámetro exterior cable	Peso del cable	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Reactancia a 50 Hz	Intensidad admisible		Caída de tensión entre fases	
									(1)	(2)	cos φ = 0,8	cos φ = 1,0
Sección nominal mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	Kg/Km	Ω/Km	Ω/Km	A		V/A.Km	
XZ1 (S) 1x25 KAI	6,0	0,9	8,0	1,3	10,8	130	1,200	0,097	93	125	2,22	2,65
XZ1 (S) 1x50 KAI	8,1	1,0	10,3	1,3	13,1	205	0,641	0,092	140	180	1,23	1,41
XZ1 (S) 1x95 KAI	11,4	1,1	13,8	1,4	16,8	360	0,320	0,084	220	260	0,65	0,71
XZ1 (S) 1x150 KAI	14,5	1,4	17,5	1,4	20,5	540	0,206	0,083	300	330	0,45	0,45
XZ1 (S) 1x240 KAI	18,5	1,7	22,1	1,5	25,3	860	0,125	0,081	420	430	0,31	0,28

(1) al aire a 40°C

(2) enterrados profundidad 70cm a 25°C

## Cables de media tensión - SOLIPER



Tensión  
12/20 kV  
18/30 kV

### Construcción

Conductor circular de Aluminio o cobre, clase 2 (con obturación longitudinal - HEPRZ1-20L)  
Pantalla extrusionada sobre el conductor  
Aislamiento en HEPR (goma de alto modulo)  
Pantalla extrusionada sobre el aislamiento  
Pantalla metálica en hilos y cinta de cobre  
Cinta hinchable (obturación longitudinal - HEPRZ1-OL)  
Cubierta exterior:  
- En compuesto de Poliolefina - HEPRZ1  
- En compuesto de Poliolefina, no propagador de la llama - HEPRZ1 (S)  
- En compuesto de Poliolefina, no propagador del incendio - HEPRZ1 (AS)

### Utilización

Red de distribución en media tensión, conexión a la estación transformadora y líneas aéreas.  
Canalizaciones en zanja, en tubo y en galería.

### Normas aplicables

UNE-HD 620 S2 IEC 60502-2 UNE-EN 30332-1-2 UNE-EN 50266-2-3

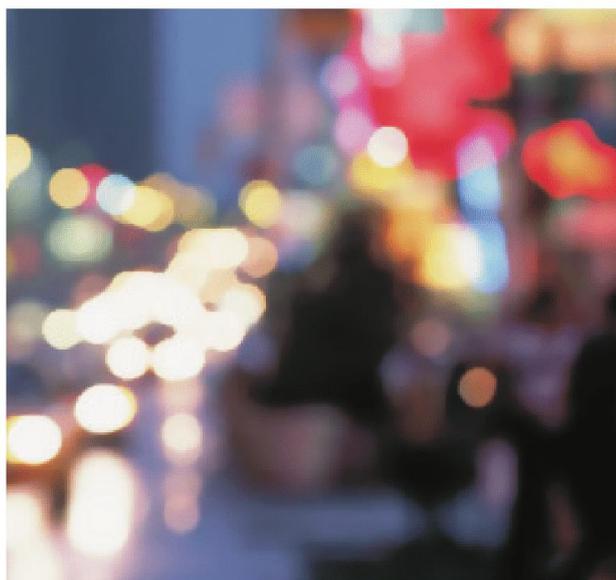
### Características eléctricas y dimensionales de los cables HEPRZ1

	Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Diámetro aprox. del conductor mm	Diámetro sobre el aislamiento mm	Espesor de la cubierta exterior mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso aprox. del cable (kg/km)		Capacidad C μF/Km	Inductancia L mH/Km	Reactancia XL Ω/Km	Impedancia Z <sub>90%</sub> Ω/Km	
						Al	Cu				Al	Cu
Tensión 12/20 kV	35	7,0	20,3	2,5	28,9	870	1080	0,17	0,427	0,134	1,12	0,68
	50	8,1	20,0	2,5	28,6	870	1160	0,20	0,401	0,126	0,83	0,51
	70	9,8	21,3	2,5	29,9	960	1380	0,23	0,378	0,119	0,36	0,36
	95	11,4	22,9	2,7	31,9	1100	1680	0,25	0,365	0,115	0,43	0,27
	120	13,0	24,5	3	34,1	1250	1980	0,28	0,356	0,112	0,34	0,22
	150	14,5	26,2	3	35,8	1380	2290	0,29	0,346	0,109	0,29	0,19
	185	16,4	28,3	3	37,9	1560	2690	0,32	0,335	0,105	0,24	0,16
	240	18,5	30,4	3	40,0	1780	32260	0,35	0,324	0,102	0,19	0,14
	300	20,8	32,9	3	42,5	2060	3900	0,37	0,315	0,099	0,16	0,13
	400	23,6	35,9	3	45,5	2380	4740	0,40	0,305	0,096	0,14	0,11
500	26,8	39,1	3	48,7	2780	5870	0,45	0,295	0,093	0,12	0,11	
Tensión 18/30 kV	35	7,0	25,3	2,5	33,9	1000	1210	0,13	0,462	0,145	1,12	0,68
	50	8,1	26,4	2,5	35,4	1100	1390	0,14	0,444	0,140	0,83	0,51
	70	9,8	28,1	2,5	37,7	1250	1670	0,16	0,424	0,133	0,36	0,36
	95	11,4	29,7	2,7	39,3	1310	1890	0,18	0,400	0,126	0,43	0,28
	120	13,0	31,3	3	40,9	1420	2150	0,20	0,383	0,120	0,35	0,23
	150	14,5	32,8	3	42,4	1530	2430	0,22	0,369	0,116	0,29	0,20
	185	16,4	34,7	3	44,3	1680	2810	0,25	0,355	0,111	0,24	0,17
	240	18,5	36,8	3	46,4	1940	3410	0,26	0,343	0,108	0,19	0,15
	300	20,8	39,1	3	48,7	2230	4070	0,28	0,333	0,105	0,17	0,13
	400	23,6	41,9	3	51,5	2580	4930	0,31	0,322	0,101	0,14	0,12
500	26,8	45,1	3	54,7	3140	6220	0,31	0,316	0,099	0,13	0,11	

Las espesores del aislamiento para las diferentes secciones, permiten garantizar un gradiente del potencial eléctrico a la tensión asignada U0 inferior a 4 kV/mm a nivel de la pantalla sobre el conductor e igual o inferior a 2,4 kV/mm sobre el aislamiento.

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Resistencia eléctrica				Intensidad en régimen permanente (A)				Caída de tensión cos φ = 0,8	
	DC a 20°C (Ω/Km)		AC a 90°C (Ω/Km)		Instalación subterránea (1)		Instalación al aire (2)		V/A.Km	
	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu
35	0,868	0,524	1,113	0,664	151	190	161	201	1,69	1,07
50	0,641	0,387	0,822	0,490	180	226	190	241	1,28	0,82
70	0,443	0,268	0,568	0,340	220	276	235	299	0,93	0,61
95	0,320	0,193	0,411	0,245	260	329	290	362	0,70	0,47
120	0,253	0,153	0,325	0,194	300	373	330	416	0,58	0,39
150	0,206	0,124	0,265	0,158	335	415	375	469	0,49	0,34
185	0,164	0,099	0,211	0,127	378	468	430	536	0,41	0,29
240	0,125	0,075	0,161	0,097	438	541	508	630	0,34	0,25
300	0,100	0,060	0,129	0,078	496	608	588	717	0,29	0,22
400	0,078	0,047	0,101	0,062	560	684	680	823	0,25	0,19
500	0,061	0,037	0,080	0,050	636	762	790	929	0,21	0,17

Las intensidades y caídas de tensión son indicadas para una canalización trifásica (terna de cables unipolares).  
(1) Temperatura máxima en suelo de 20 °C; (2) Temperatura máxima al aire libre de 30 °C.



## REVIFLEX RV-K 0,6/1kV

Cross-linked polyethylene (XLPE) insulated and PVC sheathed flexible single core and multipolar cables.

### APPLICATIONS

Suitable for energy transmission and distribution in fixed installations, protected or not. Suitable for indoor and outdoor use, on supports, suspended, in tubes or direct-buried.



Technical Specifications

- Standard**  UNE 21123-2
- Conductor**  Copper class 5 according to UNE-EN 60228
- Insulation**  Cross-linked polyethylene type DIX 3 according to UNE-HD 603-1
- Sheath**  PVC type DMV18 according to UNE-HD-603-1
- Rated Voltage**  0.6/1kV
- Test Voltage**  3500V
- Temperature**  90°C
- Fire Behaviour**  Non flame propagation according to UNE-EN 60332-1-2
- Cross Section**  7, 10, 12, 14, 16, 19, 24, 27, 30, 37, 44, 52 and 61 x1.5 and 2.5 mm<sup>2</sup>. 7, 10 and 12 x4 mm<sup>2</sup>
- Colours**  Black
- Packaging**  100 m. laminated rolls and reels



**REVIFLEX RV-K 0,6/1kV CABLE**

Cross Section (mm <sup>2</sup> )	Thickness (mm)	Diameter (mm)	Resistance at 20°C (Ohm/Km)
----------------------------------	----------------	---------------	-----------------------------

1.5	0.7	5.7	13.3
2.5	0.7	6.2	7.98
4	0.7	6.5	4.95
6	0.7	7.6	3.3
10	0.7	8.6	1.91
16	0.7	9.6	1.21
25	0.9	11.4	0.78
35	0.9	12.5	0.554
50	1	14.5	0.386
70	1.1	16.4	0.272
95	1.1	18.5	0.206
120	1.2	20.7	0.161
150	1.4	22.5	0.129
185	1.6	25.2	0.106
240	1.7	28.3	0.0801
300	1.8	30.9	0.0641
2x1.5	0.7	8.9	13.3
2x2.5	0.7	9.9	7.98
2x4	0.7	10.4	4.95
2x6	0.7	12.2	3.3



**REVIFLEX RV-K 0,6/1kV CABLE**

Cross Section (mm <sup>2</sup> )	Thickness (mm)	Diameter (mm)	Resistance at 20°C (Ohm/Km)
2x10	0.7	14.0	1.91
2x16	0.7	16.3	1.21
3G1.5	0.7	9.7	13.3
3G2.5	0.7	10.5	7.98
3G4	0.7	11.7	4.95
3G6	0.7	12.8	3.3
3G10	0.7	15.0	1.91
3G16	0.7	17.4	1.21
4G1.5	0.7	10.3	13.3
4G2.5	0.7	11.5	7.98
4G4	0.7	12.7	4.95
4G6	0.7	14.2	3.3
4G10	0.7	16.4	1.91
4G16	0.7	19.2	1.21
4G25	0.9	23.2	0.78
4G35	0.9	26.5	0.554
4G50	1	32.5	0.386
5G1.5	0.7	11.8	13.3
5G2.5	0.7	12.5	7.98
5G4	0.7	14.3	4.95
5G6	0.7	15.5	3.3
5G10	0.7	18.0	1.91
5G16	0.7	21.1	1.21
5G25	0.9	25.5	0.78
7G1.5	0.7	12.0	13.3
7G2.5	0.7	13.2	7.98
7G4	0.7	15.0	4.95
10G1.5	0.7	15.0	13.3
10G2.5	0.7	16.6	7.98
10G4	0.7	19.1	4.95
12G1.5	0.7	15.5	13.3
12G2.5	0.7	17.2	7.98
12G4	0.7	19.7	4.95
14G1.5	0.7	16.3	13.3
14G2.5	0.7	18.1	7.98
16G1.5	0.7	17.2	13.3
16G2.5	0.7	19.2	7.98
19G1.5	0.7	18.1	13.3
19G2.5	0.7	20.1	7.98
24G1.5	0.7	21.1	13.3
24G2.5	0.7	23.5	7.98
27G1.5	0.7	21.6	13.3
27G2.5	0.7	24.2	7.98
30G1.5	0.7	22.4	13.3
30G2.5	0.7	25.0	7.98
37G1.5	0.7	24.2	13.3
37G2.5	0.7	27.0	7.98
44G1.5	0.7	27.2	13.3
44G2.5	0.7	30.6	7.98
52G1.5	0.7	28.7	13.3
52G2.5	0.7	32.2	7.98
61G1.5	0.7	30.5	13.3
61G2.5	0.7	34.3	7.98





Escola Superior de Tecnologia  
i Ciències Experimentals · ESTCE

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Documento D. **PLIEGO DE CONDICIONES**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pedro Sancho Álvarez

**DIRECTORES**

Ana María Navarro Gozalbo

Héctor Beltrán San Segundo

*Castellón, Julio de 2018*



## ÍNDICE

<b>1. PLIEGO DE CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>106</b>
1.1. Condiciones de materiales y equipos .....	107
1.1.1. Sistemas generadores fotovoltaicos.....	108
1.1.2. Estructura soporte.....	110
1.1.3. Inversores .....	111
1.1.4. Conductores eléctricos.....	112
1.1.5. Conductores de protección .....	113
1.1.6. Identificación de los conductores .....	114
1.1.7. Aparatos de protección .....	114
1.1.8. Medidas de seguridad.....	114
1.1.9. Tubos protectores y canalizaciones .....	115
1.1.10. Cajas de empalme o derivación.....	116
1.2. Condiciones de diseño.....	117
1.2.1. Diseño del generador fotovoltaico .....	117
1.2.1.1. Orientación e inclinación y sombras .....	117
1.2.2. Diseño del sistema de monitorización .....	118
1.2.3. Integración arquitectónica .....	118
1.3. Recepción y pruebas.....	118
1.4. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	120
1.4.1. Programa de mantenimiento .....	120
1.4.2. Garantías .....	121
1.4.2.1. Ámbito general de la garantía.....	121
1.4.2.2. Plazos .....	121
1.4.2.3. Condiciones económicas.....	122
1.4.2.4. Anulación de la garantía .....	122
1.4.2.5. Lugar y tiempo de la prestación.....	122

## 1. PLIEGO DE CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

---

El Pliego de Condiciones es el conjunto de artículos o cláusulas que regulan los derechos, responsabilidades, obligaciones y garantías mutuas entre las partes que intervienen en el desarrollo, puesta en marcha y ejecución del proyecto. Es por tanto un instrumento de naturaleza jurídica que presupone la existencia de un compromiso legal o contrato entre las partes mencionadas

Este pliego de condiciones tiene como objeto:

- Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### **1.1. Condiciones de materiales y equipos**

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### **1.1.1. Sistemas generadores fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto

en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3$  % de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la

desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### **1.1.2. Estructura soporte**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

### **1.1.3. Inversores**

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### **1.1.4. Conductores eléctricos**

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Se consideran conductores eléctricos activos en la instalación a aquellos destinados a la transmisión de energía eléctrica.

Los conductores eléctricos a emplear en la instalación y en la conexión interior de cuadros eléctricos, serán de no propagación de incendios y con emisión de humos reducida. Cumplirán la norma UNE 21.123 parte 4 o 5, o la norma UNE 21.1002.

Los conductores eléctricos destinados a circuitos de servicios de seguridad no autónomos o circuitos de servicios con fuentes autónomas centralizadas, deberán mantener el servicio durante y después del incendio, cumpliendo la norma UNA-EN 50.200 y tendrán emisión de humos y opacidad reducida. Características principales del conductor a emplear:

- Libre de alógenos.
- No propagación de llama UNE-EN 50.265-2-1.
- No propagación de incendio UNE-EN 50.266-2-4.
- Baja emisión de humos opacos UNE-EN 50.2678.
- Reducida emisión de gases tóxicos.
- Nula emisión de gases corrosivos UNE-EN 50.267-2-3.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Flexible.
- Resistencia al frío.

#### **1.1.5. Conductores de protección**

Los conductores de protección se han dimensionado mediante la siguiente tabla de la instrucción técnica de baja tensión ITC-BT-18, en función de la sección de los conductores de fase y válido cuando el conductor eléctrico y el conductor de protección están constituidos por el mismo material.

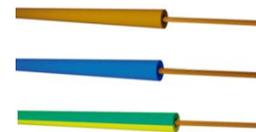
Sección de conductores de fase de la instalación. S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección. Sp (mm <sup>2</sup> )
<b>S ≤ 16</b>	Sp = S
<b>16 &lt; S ≤ 35</b>	Sp = 16
<b>S &gt; 35</b>	Sp = S / 2

Para el caso en que la sección del conductor de fase es menor o igual a 16 mm<sup>2</sup>, si el conductor de protección no forma parte de la canalización de alimentación este será de cobre y de 2,5 mm<sup>2</sup>, si tiene protección mecánica, y de 4mm<sup>2</sup> si no la tiene. Si el conductor de protección es común a varios circuitos la sección mínima en función de la sección de fase mayor.

#### 1.1.6. Identificación de los conductores

Será necesario identificar los circuitos y elementos eléctricos en las canalizaciones para la realización de posibles reparaciones, o mantenimiento. Los conductores se identificarán por colores de sus envolventes metálicas:

- Marrón, negro o gris para conductor activo o de fase.
- Azul claro para conductor neutro
- Amarillo/verde para conductor de protección.



#### 1.1.7. Aparatos de protección

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

#### 1.1.8. Medidas de seguridad

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios

de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

#### **1.1.9. Tubos protectores y canalizaciones**

Los tubos protectores serán rígidos, la sección de estos está especificada en el apartado de cálculos correspondiente.

Las canalizaciones se dispondrán, en general, por terreno de dominio público, y en zonas perfectamente delimitadas. El trazado será lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas de fachada o bordillos. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes (o en su defecto indicados en las normas de la serie UNE 211435), a respetar en los cambios de dirección.

En la etapa de proyecto se deberá consultar con las empresas de servicio público y con los posibles propietarios de servicios para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada. Una vez conocida, antes de proceder a la apertura de zanjas se

abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Los cables aislados se instalarán directamente enterrados. La profundidad, hasta la parte inferior del cable, no será menor de 0'6 metros en acera ni de 0'8 metros en calzada.

Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, estas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones que se establezcan así lo exijan.

Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables se seguirán las instrucciones descritas a continuación:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo de 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre cables y las paredes laterales.
- Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica, como por ejemplo, losetas de hormigón, placas protectoras de plástico, ladrillos o rasillas colocadas transversalmente. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable 0,25 m.
- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

#### **1.1.10. Cajas de empalme o derivación**

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante y si son metálicas, protegidas contra la corrosión. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deben contener. Su profundidad equivaldrá cuando menos al diámetro del tubo mayor del 50% del mismo, con un diámetro mínimo de 40 mm. para su profundidad y 80 mm. para su diámetro o lado inferior.

Cuando se quiere hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, se utilizarán prensaestopas adecuados.

## 1.2. Condiciones de diseño

### 1.2.1. Diseño del generador fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 1.1.1.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 1.2.1.1. Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado de definiciones de la Memoria. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras(S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 1

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el párrafo anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al punto 1.9.2 de los anexos.

### **1.2.2. Diseño del sistema de monitorización**

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

### **1.2.3. Integración arquitectónica**

No procede.

## **1.3. Recepción y pruebas**

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## **1.4. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### **1.4.1. Programa de mantenimiento**

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 1.4.2.5 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

#### **1.4.2. Garantías**

##### **1.4.2.1. *Ámbito general de la garantía***

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

##### **1.4.2.2. *Plazos***

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de

realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

#### **1.4.2.3. Condiciones económicas**

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

#### **1.4.2.4. Anulación de la garantía**

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el cuarto párrafo del punto 1.4.2.3.

#### **1.4.2.5. Lugar y tiempo de la prestación**

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.



Escola Superior de Tecnologia  
i Ciències Experimentals · ESTCE

# **DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 1,1 MWp CONECTADA A RED DE MEDIA TENSIÓN**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Documento E. **PLANOS**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pedro Sancho Álvarez

**DIRECTORES**

Ana María Navarro Gozalbo

Héctor Beltrán San Segundo

*Castellón, Julio de 2018*



## ÍNDICE

P01 – SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

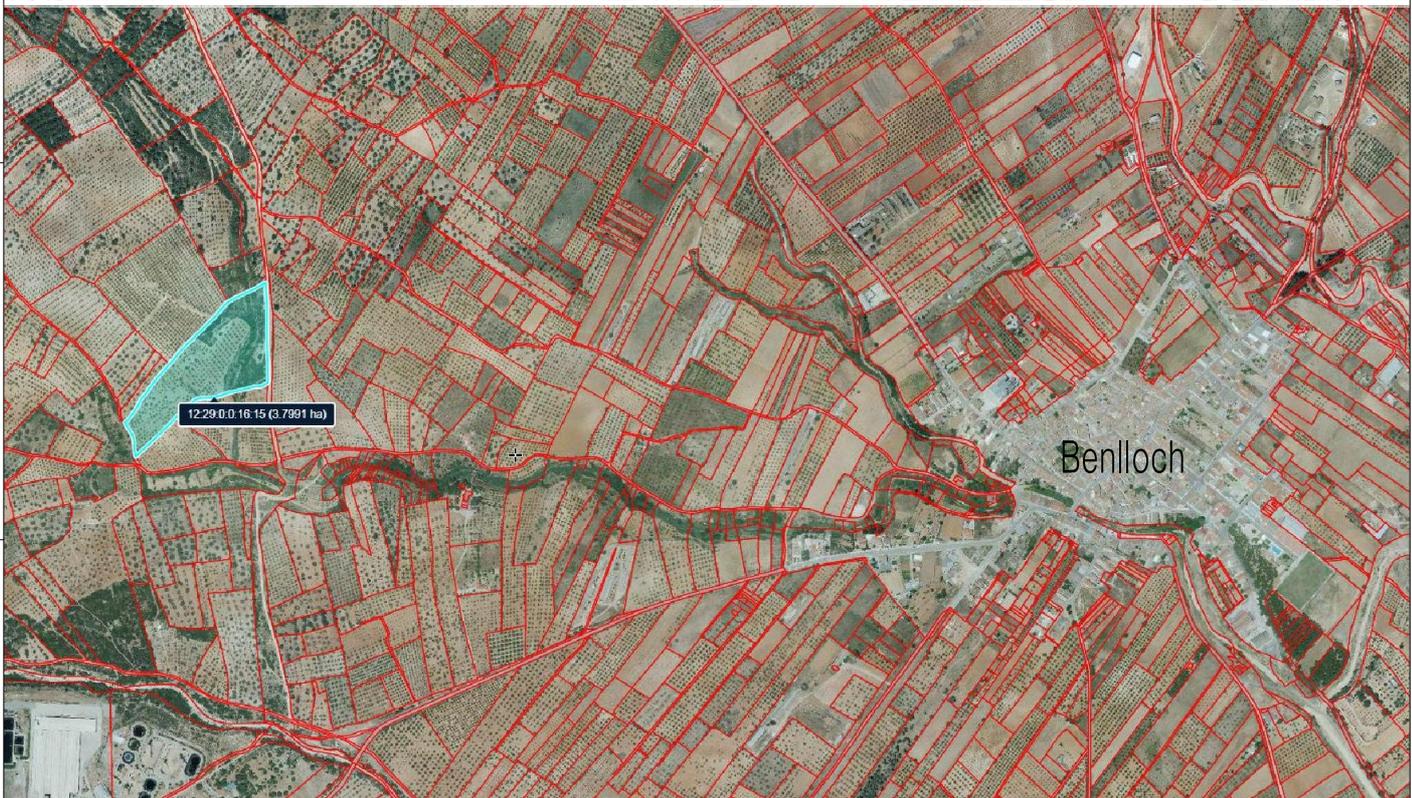
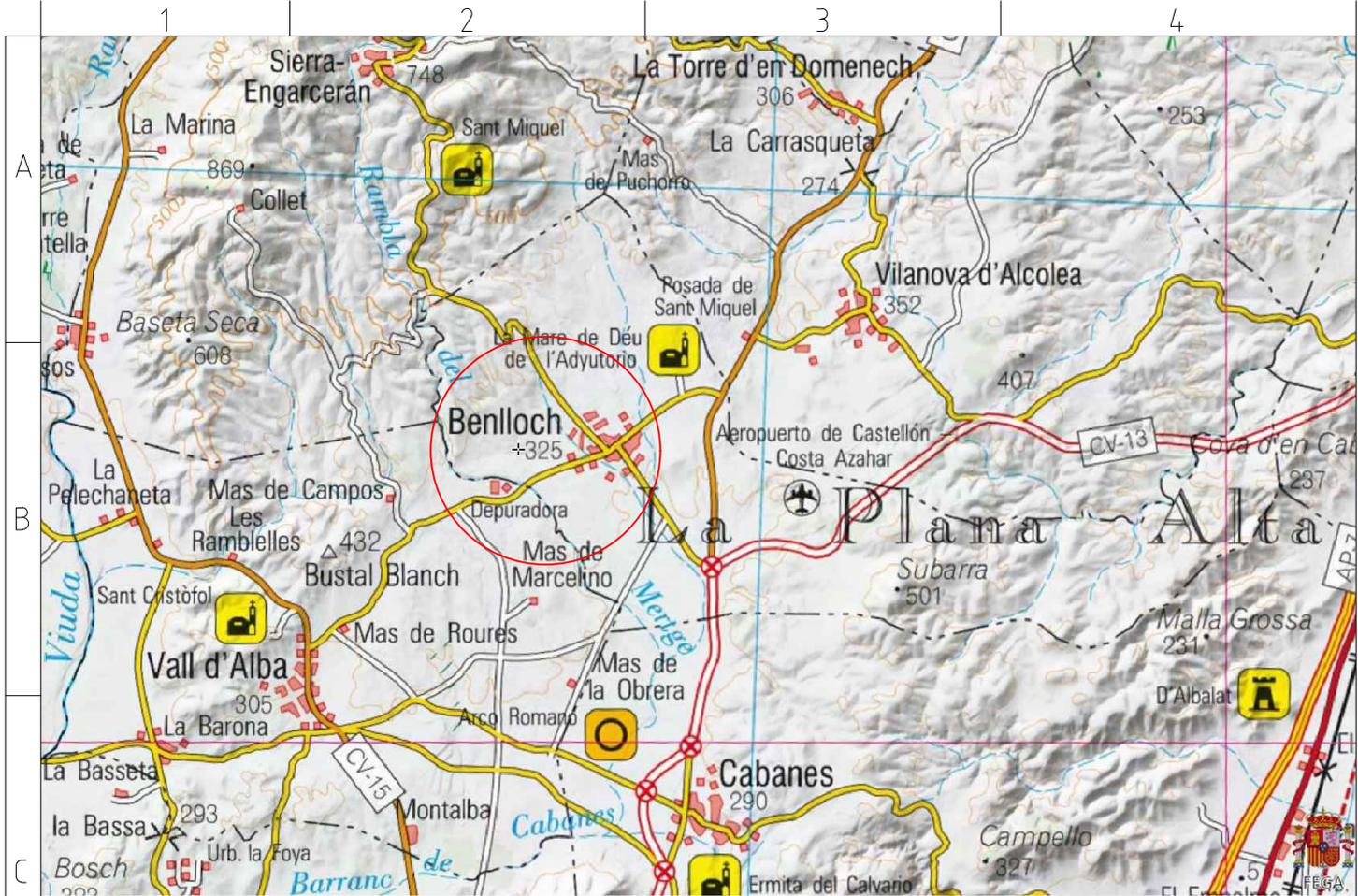
P02 – DISTRIBUCION DE LA PLANTA

P03 – TOMA A TIERRA

P04 – DETALLE MODULO Y ESTRUCTURAS

P05 – ESQUEMA UNIFILAR

P06 – ESQUEMA UNIFILAR TIPO DE INVERSORES Y MODULOS

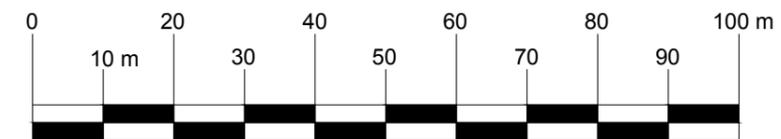
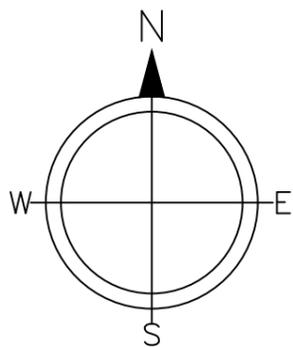


A	PROMOTOR	FECHA	Julio 2018
	B	Escalado	ESCALA
C		SITUACIÓN	Nº PLANO
	D	PROYECTO	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 1,1 MWp
E		DENOMINACION	PLANO DE EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN

**UJI UNIVERSITAT JAUME I**  
 Escola Superior de Tecnologia  
 i Ciències Experimentals · ESTCE

LEYENDA:

-  Conexión series DC
-  Canalización DC
-  Canalización AC
-  Recinto
-  Línea subterránea CTS-poste



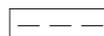
Centro Transformación Superficie  
 Poste Conversión Aereo-Subterránea

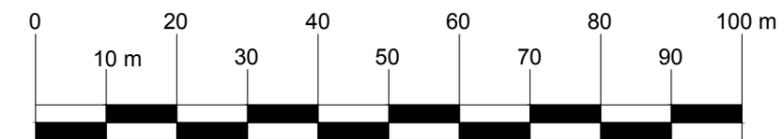
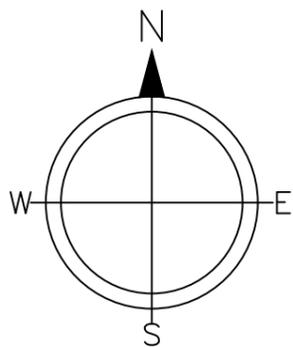
Línea de evacuación

AUTOR:	Pedro Sancho Álvarez		FECHA:	Julio 2018
SITUACIÓN:	Partida Consell, Polígono 16, Parcela 15 BENLLOCH (Castellón)		ESCALA:	1:1.000
PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 1,1 MWp		Nº PLANO:	P.02
DENOMINACIÓN:	PLANO DISTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN			



LEYENDA:

-  Conductor PaT
-  Recinto

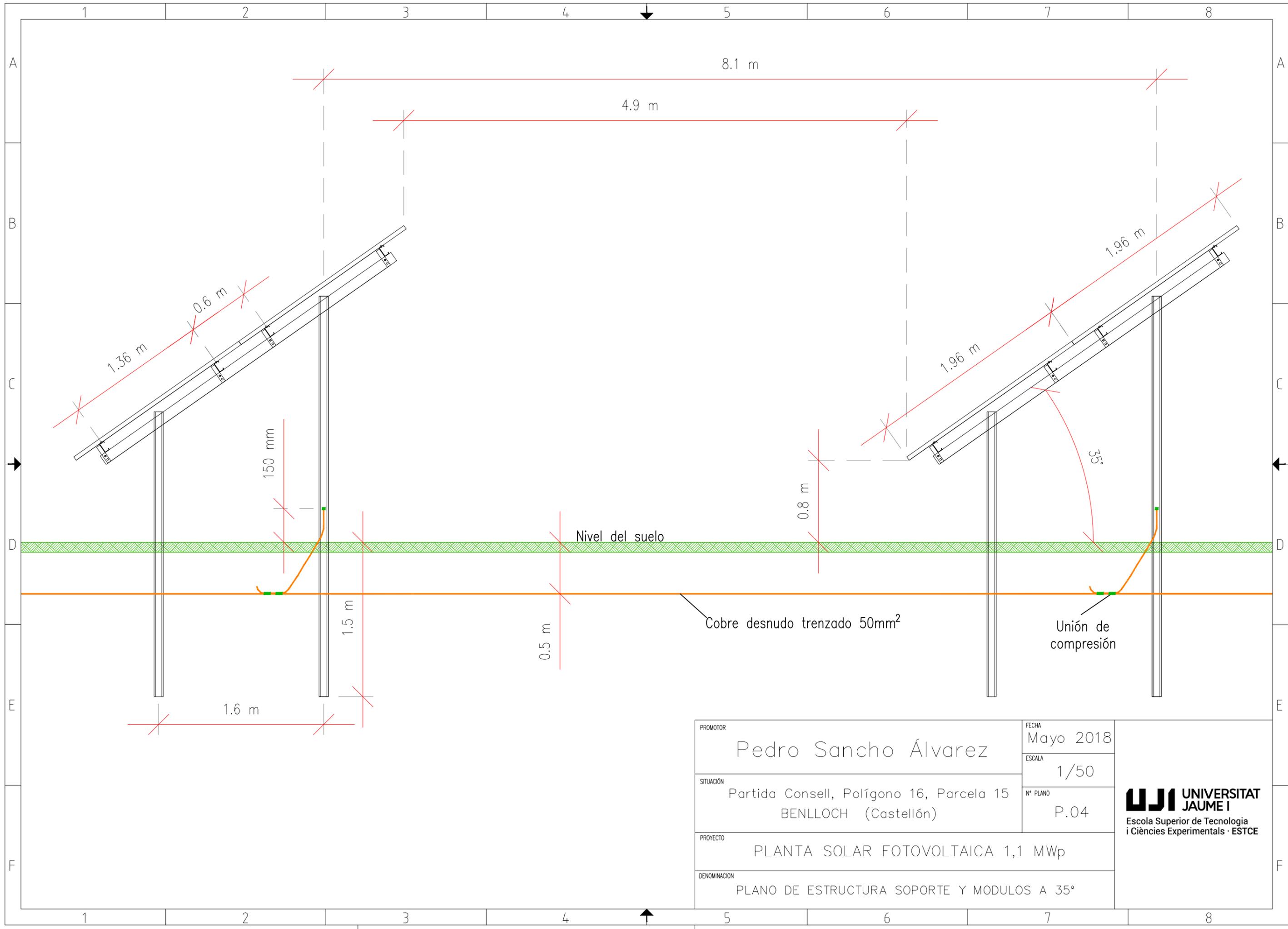


Centro Transformación Superficie

Poste Conversión  
Aereo-Subterranea

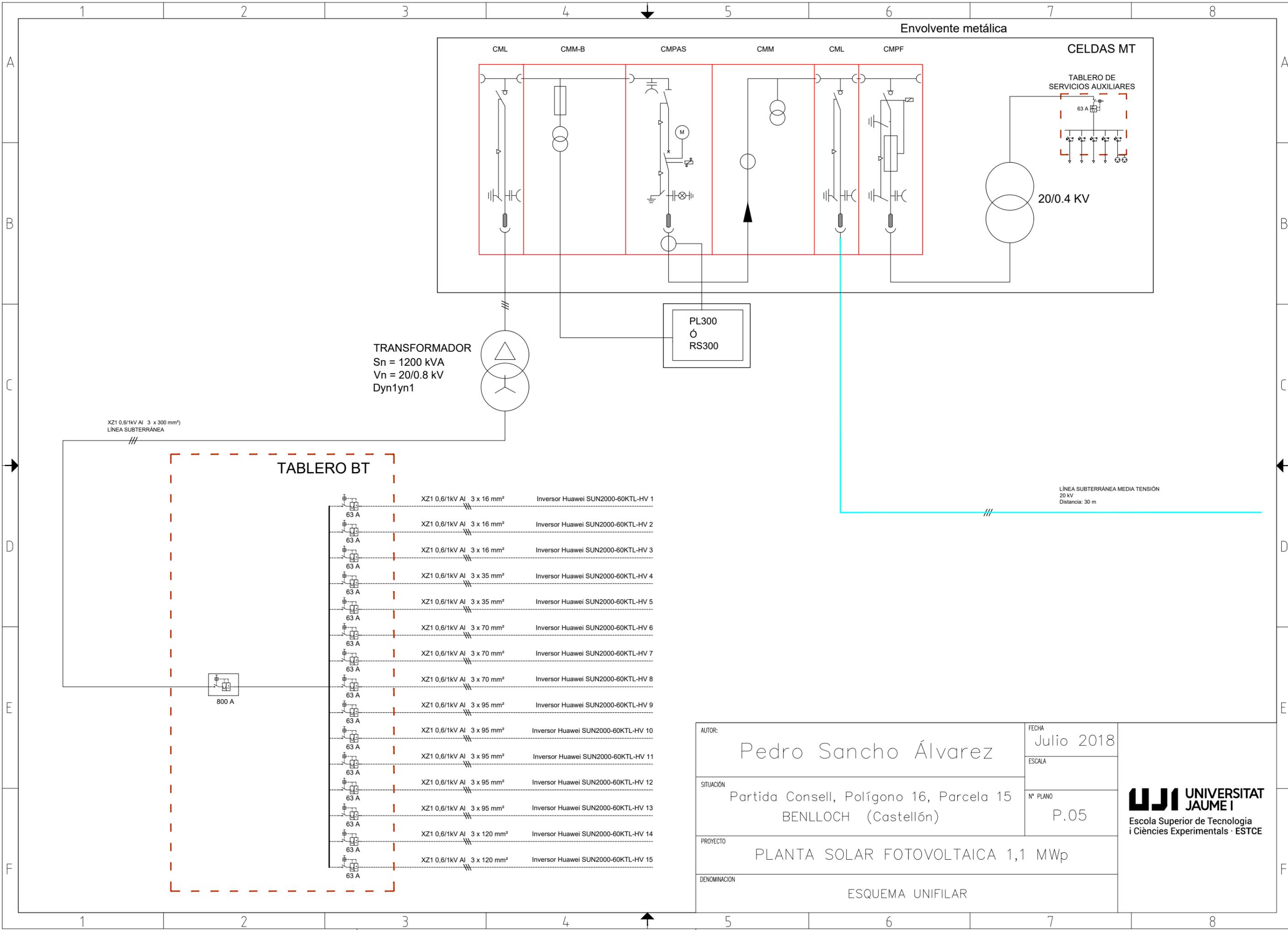
Línea de evacuación

AUTOR:	Pedro Sancho Álvarez	FECHA:	Julio 2018	 <b>UNIVERSITAT JAUME I</b> Escola Superior de Tecnologia i Ciències Experimentals · ESTCE
SITUACIÓN:	Partida Consell, Polígono 16, Parcela 15 BENLLOCH (Castellón)	ESCALA:	1:1.000	
PROYECTO:	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 1,1 MWp	Nº PLANO:	P.03	
DENOMINACIÓN:	PLANO TOMA DE TIERRA			



PROMOTOR	Pedro Sancho Álvarez		FECHA	Mayo 2018
SITUACIÓN	Partida Consell, Polígono 16, Parcela 15 BENLLOCH (Castellón)		ESCALA	1/50
PROYECTO	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 1,1 MWp		Nº PLANO	P.04
DENOMINACIÓN	PLANO DE ESTRUCTURA SOPORTE Y MODULOS A 35°			



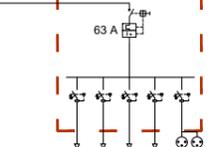


TRANSFORMADOR  
 Sn = 1200 kVA  
 Vn = 20/0.8 kV  
 Dyn1yn1

Envolvente metálica

CELDAS MT

TABLERO DE SERVICIOS AUXILIARES



20/0.4 KV

PL300  
 Ó  
 RS300

XZ1 0,6/1kV Al 3 x 300 mm<sup>2</sup>  
 LÍNEA SUBTERRÁNEA

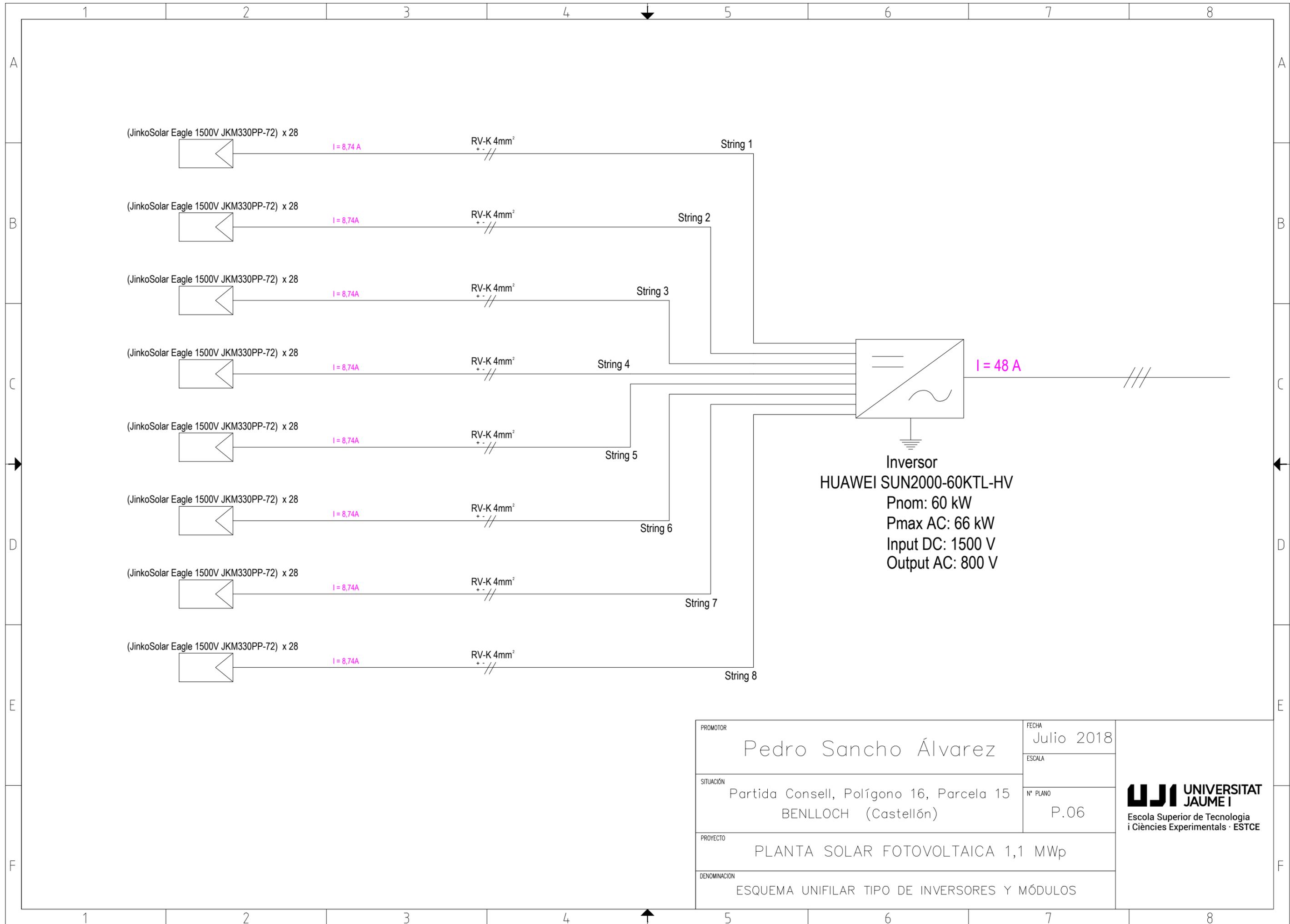
TABLERO BT

LÍNEA SUBTERRÁNEA MEDIA TENSIÓN  
 20 kV  
 Distancia: 30 m

800 A

63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 16 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 1
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 16 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 2
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 16 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 3
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 35 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 4
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 35 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 5
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 6
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 7
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 70 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 8
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 95 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 9
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 95 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 10
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 95 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 11
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 95 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 12
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 95 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 13
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 120 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 14
63 A	XZ1 0,6/1kV Al 3 x 120 mm <sup>2</sup>	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-HV 15

AUTOR: <b>Pedro Sancho Álvarez</b>	FECHA: Julio 2018	
SITUACIÓN: Partida Consell, Polígon 16, Parcela 15 BENLLOCH (Castellón)	ESCALA:	
PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 1,1 MWp	Nº PLANO: P.05	
DENOMINACIÓN: ESQUEMA UNIFILAR		



PROMOTOR	Pedro Sancho Álvarez		FECHA	Julio 2018
SITUACIÓN	Partida Consell, Polígono 16, Parcela 15 BENLLOCH (Castellón)		ESCALA	
PROYECTO	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 1,1 MWp		Nº PLANO	P.06
DENOMINACIÓN	ESQUEMA UNIFILAR TIPO DE INVERSORES Y MÓDULOS			

