



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Mecánica**

**Diseño de una instalación solar  
fotovoltaica de 100 kW con conexión a red**

**Autor:**

**Hernanz Gómez, Javier**

**Tutora empresa:**

**Gullón Urbano, María  
IslaSolar**

**Tutora:**

**Herraéz Sánchez, Marta  
Área Ingeniería Mecánica  
Dpto. CMelM**

**Valladolid, Julio 2023**



# Resumen

En este proyecto se va a dimensionar una instalación solar fotovoltaica de 100 kW de autoconsumo con conexión a red con excedentes en la cubierta de una nave situada en la localidad de Rueda, Valladolid, con la finalidad principal de reducir el impacto de la subida de los precios de la electricidad para obtener un ahorro y beneficio económico de los excedentes que se generan.

En este TFG se incluirán los documentos necesarios para validar esta instalación industrial, un estudio de viabilidad donde de tres instalaciones presentadas se elegirá la más adecuada, los cálculos necesarios justificados con la normativa vigente, estudios de producción solar, características técnicas y dimensionamiento de los elementos que componen la instalación, análisis financiero y económico y conexionado de la instalación a red para su monitorización.

**PALABRAS CLAVE:** Fotovoltaica, energías renovables, monitorización, módulos fotovoltaicos, autoconsumo.

# Abstract

In this project a 100 kW solar photovoltaic installation will be dimensioned for self-consumption with grid connection with surpluses on the roof of a warehouse located in the town of Rueda, Valladolid, with the main purpose of reducing the impact of rising electricity prices to obtain economic savings and a benefit from the economic compensation of the surpluses that are generated.

This TFG will include the necessary documents to validate this industrial installation, feasibility studies of several feasible installations, the necessary calculations justified with the current regulations, solar production studies, technical characteristics and sizing of the elements that make up the installation, financial and economic analysis, and connection of the installation to the network for monitoring.

**KEY WORDS:** Photovoltaic, renewable energies, carbon footprint, photovoltaic modules, self-consumption



# Agradecimientos

Este Trabajo de Fin de Grado supone un punto y aparte a estos años de duro trabajo, que sin duda hubieran sido mucho más difíciles sin todo el apoyo y ayuda de las personas de mi alrededor. Por este motivo, me gustaría agradecerles su esfuerzo y dedicación.

En primer lugar, dar las gracias a Dra. Marta Herráez Sánchez, mi profesora y tutora en este proyecto, por su implicación y entrega en estos meses.

Así mismo me gustaría agradecer a María Gullón, mi tutora de empresa, por toda su ayuda y paciencia a la hora de formarme y hacerme crecer como persona y profesional durante cada uno de los días que he formé parte de la familia que es IslasSolar, por acogerme en vuestro equipo y hacerme sentir como uno más desde el primer día.

Por último, agradecer a mi familia y mis amigos todo el apoyo y la ayuda que me han brindado siempre, en especial estos años. Por creer en mí, independientemente de las circunstancias, por los consejos aportados y por su inmensa paciencia. Por los valores inculcados de esfuerzo que me han hecho llegar hasta donde estoy hoy.



# ÍNDICE GENERAL

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	III
<i>Agradecimientos</i>	V
<b>1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS</b>	<b>- 1 -</b>
1.1 Introducción	- 1 -
1.2 Objetivos	- 2 -
1.3 Organización del TFG	- 2 -
<b>2. DESCRIPCIÓN Y CONDICIONES DE UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO</b>	<b>- 5 -</b>
2.1 Elementos que componen una instalación	- 5 -
2.2 Reglamento y normativa vigente	- 16 -
2.3 Condiciones que debe cumplir una instalación solar fotovoltaica	- 19 -
2.4 Calidad de la ejecución o montaje de la instalación	- 37 -
2.5 Acabados, control y aceptación, medición y abono	- 40 -
2.6 Reconocimiento, pruebas y ensayos	- 41 -
2.7 Condiciones de mantenimiento y uso	- 42 -
2.8 Inspecciones periódicas	- 45 -
<b>3. CONDICIONES Y NECESIDADES DE LA EMPRESA</b>	<b>- 49 -</b>
3.1 Descripción general	- 49 -
3.2 Consumos de la nave industrial	- 51 -
3.3 Condiciones de la empresa	- 56 -
<b>4. PROPUESTA Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	<b>- 57 -</b>
4.1 Producción solar anual	- 57 -
4.2 Instalaciones solares fotovoltaicas propuestas	- 59 -
4.3 Viabilidad económica	- 64 -
4.4 Cobertura energética	- 67 -
4.5 Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica seleccionada	- 69 -
4.6 Cálculos estructurales	- 93 -
4.7 Cálculo de la puesta a tierra	- 97 -
4.8 Comunicación de la instalación con la aplicación Fusión Solar	- 99 -

4.9 Resumen de la instalación	- 103 -
<b>5. PRESUPUESTO</b>	<b>- 109 -</b>
5.1 Presupuesto de la instalación	- 109 -
5.2 Presupuesto del TFG	- 112 -
<b>6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE FUTURO</b>	<b>- 115 -</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>- 117 -</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2. 1 Esquema general de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo</i>	- 5 -
<i>Figura 2. 2 Marcado de cables</i>	- 11 -
<i>Figura 2. 3 Simbología de los cables</i>	- 12 -
<i>Figura 2. 4 Tabla 18.2 del punto 3.4 [3]</i>	- 16 -
<i>Figura 2. 5 Tabla porcentaje de sombras por orientación e inclinación</i>	- 39 -
<i>Figura 3. 1 Cubierta de la nave</i>	- 49 -
<i>Figura 3. 2 Cubierta superior</i>	- 50 -
<i>Figura 3. 3 Material bajo cubierta</i>	- 50 -
<i>Figura 3. 4 Ubicación del Cuadro General</i>	- 51 -
<i>Figura 3. 5 Gráfico de autoconsumo</i>	- 52 -
<i>Figura 3. 6 Tabla distribución de periodos por mes a lo largo de un año</i>	- 52 -
<i>Figura 3. 7 Potencias contratadas por periodo (kW)</i>	- 53 -
<i>Figura 3. 8 Precios del término de potencia por periodo (€/kW día)</i>	- 53 -
<i>Figura 3. 9 Precios del término de energía por periodo (€/kWh)</i>	- 53 -
<i>Figura 3. 10 Tabla consumos reales por periodos a lo largo de un año</i>	- 53 -
<i>Figura 3. 11 Gráfica consumo eléctrico anual</i>	- 54 -
<i>Figura 3. 12 Distribución de consumos de enero</i>	- 54 -
<i>Figura 4. 1 Datos diarios PVGIS</i>	- 58 -
<i>Figura 4. 2 Irradiancias hora a hora CSV de PVGIS</i>	- 58 -
<i>Figura 4. 3 Producción solar anual de nuestra instalación</i>	- 59 -
<i>Figura 4. 4 Producción anual en kWh</i>	- 59 -
<i>Figura 4. 5 Condiciones de nuestra instalación en PVGIS</i>	- 60 -
<i>Figura 4. 6 Número máximo de módulos fotovoltaicos</i>	- 61 -
<i>Figura 4. 7 Cobertura energética y aprovechamiento de la instalación respecto de consumo y producción respectivamente de la instalación de 258 módulos fotovoltaicos</i>	- 61 -
<i>Figura 4. 8 Cobertura energética y aprovechamiento de la instalación respecto de consumo y producción respectivamente de la instalación de 160 módulos fotovoltaicos</i>	- 62 -
<i>Figura 4. 9 Producción solar anual obtenida en PVGIS</i>	- 63 -

<b>Figura 4. 10 Gráfica de producción fotovoltaica anual (kWh)</b>	<b>_____ - 64 -</b>
<b>Figura 4. 12 Gráfica del periodo de amortización para 160 módulos</b>	<b>_____ - 65 -</b>
<b>Figura 4. 13 Cuadro tesorería instalación 243 módulos fotovoltaicos</b>	<b>_____ - 65 -</b>
<b>Figura 4. 14 Gráfica del periodo de amortización para 243 módulos</b>	<b>_____ - 65 -</b>
<b>Figura 4. 15 Cuadro tesorería instalación 258 módulos fotovoltaicos</b>	<b>_____ - 66 -</b>
<b>Figura 4. 16 Gráfica del periodo de amortización para 258 módulos</b>	<b>_____ - 66 -</b>
<b>Figura 4. 17 Tabla comparativa instalaciones propuestas</b>	<b>_____ - 66 -</b>
<b>Figura 4. 18 Gráfica de producción solar frente a consumo energético</b>	<b>_____ - 67 -</b>
<b>Figura 4. 19 Gráfica de cobertura energética mes a mes</b>	<b>_____ - 67 -</b>
<b>Figura 4. 20 Gráficas de cobertura energética respecto de consumo y aprovechamiento de la instalación respecto de la producción</b>	<b>_____ - 68 -</b>
<b>Figura 4. 21 Características generales Generador Fotovoltaico</b>	<b>_____ - 69 -</b>
<b>Figura 4. 22 Características del inversor 1 por strings</b>	<b>_____ - 71 -</b>
<b>Figura 4. 23 Características del inversor 2 por strings</b>	<b>_____ - 71 -</b>
<b>Figura 4. 24 Temperaturas máximas admisibles de un cable</b>	<b>_____ - 72 -</b>
<b>Figura 4. 25 Conductividad en función de la temperatura</b>	<b>_____ - 74 -</b>
<b>Figura 4. 26 Secciones cables string para el inversor 1</b>	<b>_____ - 74 -</b>
<b>Figura 4. 27 Secciones cables string para el inversor 2</b>	<b>_____ - 74 -</b>
<b>Figura 4. 28 Tabla 7.3 Norma UNE-HD 60364-5-552:2014 sobre intensidades admisibles</b>	<b>_____ - 75 -</b>
<b>Figura 4. 29 Secciones cables string para el inversor 1</b>	<b>_____ - 76 -</b>
<b>Figura 4. 30 Secciones cables string para el inversor 1</b>	<b>_____ - 76 -</b>
<b>Figura 4. 31 Secciones cables string para el inversor 1</b>	<b>_____ - 77 -</b>
<b>Figura 4. 32 Secciones cables string para el inversor 2</b>	<b>_____ - 77 -</b>
<b>Figura 4. 33 Características generales inversor SUN2000-50KTL-M3</b>	<b>_____ - 78 -</b>
<b>Figura 4. 34 Características resumidas ambos inversores</b>	<b>_____ - 78 -</b>
<b>Figura 4. 35 Características de las secciones inversores - CPCA</b>	<b>_____ - 79 -</b>
<b>Figura 4. 36 Características que van desde cada inversor al CPCA</b>	<b>_____ - 80 -</b>
<b>Figura 4. 37 Tabla de características generales cable que va desde el CPCA al cuadro principal</b>	<b>_____ - 81 -</b>
<b>Figura 4. 38 Designación de los fusibles</b>	<b>_____ - 83 -</b>
<b>Figura 4. 39 Curva característica de un fusible</b>	<b>_____ - 83 -</b>
<b>Figura 4. 40 Tabla calibres generales de los fusibles (A)</b>	<b>_____ - 84 -</b>

<b>Figura 4. 41</b>	<b>Tabla coeficiente CFF en función de la intensidad nominal</b>	<b>84</b>
<b>Figura 4. 42</b>	<b>Calibre fusibles para los strings del inversor 1</b>	<b>85</b>
<b>Figura 4. 43</b>	<b>Calibre fusibles para los strings del inversor 2</b>	<b>85</b>
<b>Figura 4. 44</b>	<b>Calibres normalizados para magnetotérmicos</b>	<b>86</b>
<b>Figura 4. 45</b>	<b>Tipos de curvas de los magnetotérmicos</b>	<b>87</b>
<b>Figura 4. 46</b>	<b>Reactancia en función de la sección del conductor</b>	<b>89</b>
<b>Figura 4. 47</b>	<b>Diferencias entre IEC 60898-1 e IEC 60947-2</b>	<b>90</b>
<b>Figura 4. 48</b>	<b>Calibres normalizados</b>	<b>90</b>
<b>Figura 4. 49</b>	<b>Valores máximos de Intensidad nominal en función de la sensibilidad</b>	<b>91</b>
<b>Figura 4. 50</b>	<b>Velocidad básica del viento por zonas</b>	<b>94</b>
<b>Figura 4. 51</b>	<b>Parámetros k, L y Z</b>	<b>95</b>
<b>Figura 4. 52</b>	<b>Grado de obstrucción del flujo del viento</b>	<b>96</b>
<b>Figura 4. 53</b>	<b>Valores medios de resistividad</b>	<b>98</b>
<b>Figura 4. 54</b>	<b>Esquema comunicación instalación</b>	<b>99</b>
<b>Figura 4. 55</b>	<b>Conexionado vatímetro con trafos</b>	<b>100</b>
<b>Figura 4. 56</b>	<b>Vatímetro DTSU666-H</b>	<b>100</b>
<b>Figura 4. 57</b>	<b>Secciones que permite conectarse con vatímetro</b>	<b>101</b>
<b>Figura 4. 59</b>	<b>Características módulo UN-JD450</b>	<b>103</b>
<b>Figura 4. 60</b>	<b>Características inversor SUN2000-50KTL-M3</b>	<b>104</b>
<b>Figura 4. 61</b>	<b>Configuración de paneles por String e Inversor</b>	<b>105</b>
<b>Figura 5. 1</b>	<b>Tabla presupuesto instalación</b>	<b>111</b>
<b>Figura 5. 2</b>	<b>Cálculo de días laborales</b>	<b>113</b>
<b>Figura 5. 3</b>	<b>Coste mano de obra</b>	<b>113</b>



# 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

## 1.1 Introducción

En los últimos años, la creciente demanda mundial de fuentes de energía limpias, sostenibles y fiables ha llevado a la tecnología fotovoltaica a la vanguardia de la revolución de las energías renovables. Gracias a su capacidad para convertir la luz solar en electricidad, los sistemas fotovoltaicos se han revelado como una solución prometedora para combatir el cambio climático y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

La energía solar fotovoltaica es una de las principales fuentes de energía renovable, no emite gases de efecto invernadero ni contaminación de agua directa en el proceso de producción de la energía eléctrica, por lo que favorece un desarrollo sostenible y ecológico. Dicha energía proviene de la transformación directa de la radiación solar en electricidad, mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos, gracias al efecto fotoeléctrico [Rodríguez].

Debido al alto coste de la electricidad y el aumento del precio de los combustibles y el gas provocado por las diferentes vicisitudes geopolíticas actuales, así como el innegable cambio climático, las empresas y los gobiernos están tomando la acertada decisión de tener un plan de generación de energía limpia para reducir la huella de carbono y disminuir los costes del uso de la electricidad. Tras el incremento de los precios de las energías por causa directa de la guerra entre Ucrania y Rusia, los gobiernos pertenecientes a la UE han acordado un desarrollo de las energías renovables, así como un aumento de la inversión en investigación para conseguir una mayor eficiencia.

En España se ha impulsado el crecimiento de un modelo energético sostenible por medio de ayudas y subvenciones, que ha facilitado a muchas empresas, institutos y propietarios, la instalación de paneles solares fotovoltaicos para el uso privado y obtención de energía limpia.

La mayor parte de las empresas tienen un alto gasto de electricidad y una producción de gases de efecto invernadero a lo largo de la generación de sus productos, por lo cual sería interesante que se planteen la posibilidad de instalar una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.

Este Trabajo de Fin de Grado se centra en la propuesta y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica ante las necesidades y condiciones de una empresa.

## 1.2 Objetivos

Una vez descrito el planteamiento del problema a estudiar en este trabajo, se puede fijar el objetivo de éste, que será la redacción de un estudio y desarrollo de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo. En concreto, el objetivo principal de este Trabajo de Fin de Grado es el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico con excedentes para un edificio industrial. La instalación afectada engloba toda la instalación pertinente, desde los módulos fotovoltaicos hasta la conexión con el cuadro general (C.G.P.). Incluyendo todas las protecciones, cableado y canalizaciones necesarias.

Para ello se va a realizar un estudio de viabilidad con la finalidad de ver cuál es la mejor instalación posible dependiendo de las diferentes características de la empresa, ya sea la localidad, inclinación de la cubierta, área disponible y consumos, para posteriormente calcular la rentabilidad de dicha instalación.

Para la empresa supondrá una inversión, que repercutirá directamente en sus facturas de luz, generando un ahorro y una producción limpia de energía para su autoconsumo.

Para ello se han dispuesto los siguientes objetivos que se deben cumplir en dicha instalación:

- Cubrir la mayor parte de la demanda de consumo actual y a futuro de dicha empresa.
- Que la instalación sea lo más adecuada a las demandas económicas del cliente.
- Tener una monitorización constante de la instalación para en caso fallo de la instalación, realizar los ajustes pertinentes en el menor tiempo posible.

Por otro lado, los objetivos académicos que se quieren conseguir con el presente trabajo es adquirir y profundizar en las competencias profesionales del título Grado en Ingeniería Mecánica, las cuales vienen detalladas en la orden CIN 351/2009, en relación con la profesión de Ingeniero Técnico Mecánico.

## 1.3 Organización del TFG

El presente TFG se dividirá en los siguientes apartados:

Al inicio, se han presentado la introducción, la justificación y los objetivos. En el primer apartado, la descripción y condiciones de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, se hará una exposición de los elementos que componen una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo genérica de este tipo, junto con las condiciones de normativa y legislación que se deben cumplir para su instalación.

En el siguiente apartado se describen la situación y las necesidades actuales de la empresa demandante para así tener una visión global de lo que hay que cubrir, desde el punto de vista de consumo energético.

A continuación, en el cuarto apartado, se llevará a cabo el dimensionamiento de la instalación.

Seguidamente, el apartado de presupuestos, donde se expondrá el presupuesto de la instalación y el del actual proyecto.

Por último, se presentarán las conclusiones del estudio.



## 2. DESCRIPCIÓN Y CONDICIONES DE UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

En este apartado se hará una descripción de cómo es una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, los elementos que la componen y las condiciones que estos deben cumplir para su instalación.

Distinguiremos entre dos tipos de instalaciones de autoconsumo. Las instalaciones solares de autoconsumo con excedentes, donde se puede verter la energía producida por la instalación fotovoltaica a la red de suministro. Y las instalaciones sin excedentes, donde se utilizan sistemas antivertido para evitar la inyección de energía a la red de suministro. En última modalidad de autoconsumo, durante el día se consume la energía que generan los módulos fotovoltaicos, mientras que durante la noche o los periodos donde no hay producción solar la energía consumida es proveniente de la red. En el caso de poder verter los excedentes, esta energía consumida de red será compensada.

### 2.1 Elementos que componen una instalación

En este apartado se verán los distintos elementos que componen una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo Figura [2.1], así como las condiciones que deben cumplir para su instalación.



Figura 2. 1 Esquema general de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo

#### 2.1.1 Generador fotovoltaico

La instalación contará con un generador fotovoltaico constituido por módulos FotoVoltaicos (FV) para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún tipo de paso intermedio.

Estos módulos a su vez están conformados por células fotovoltaicas de silicio interconectadas entre sí y debidamente protegidas de los agentes externos. Las células están constituidas por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante, mediante la deposición de varios materiales como fósforo y boro generalmente, y su integración en la estructura de silicio cristalino.

Los parámetros generales que caracterizan a las células fotovoltaicas universalmente vienen determinados por la irradiancia **[Areatecnológica]** (densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie, expresada en kW/m<sup>2</sup>) y la temperatura cuyas condiciones estándar son las siguientes:

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

Siendo TONC la 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 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento es de 1 m/s.

### **2.1.2 Estructura soporte**

La estructura soporte es la que une los módulos solares fotovoltaicos a la cubierta, esta define la orientación que tendrán los módulos solares fotovoltaicos dependiendo del tipo de instalación que se realice, así como de la potencia, del número de paneles y del lugar en el que se instalen. Estos soportes proporcionan una sujeción firme de los paneles solares y la orientación que necesitan para aprovechar al máximo la radiación solar y el efecto fotovoltaico. Las sujeciones donde se colocan los módulos fotovoltaicos se pueden encontrar en diferentes materiales, como aluminio, resultando muy ligeros y resistentes, o bien de acero galvanizado o inoxidable, utilizados para asegurar la resistencia, o bien de hormigón.

Podemos encontrar varios tipos de soportes para paneles solares que varían en función de la ubicación, así como del aspecto y características de la estructura.

#### **a) Cubiertas planas:**

Tendremos los soportes para cubiertas planas, que se instalan en el suelo o sobre la cubierta directamente. Estos pueden a su vez distinguirse entre aquellos que tienen una estructura individual y los que tienen una estructura con triángulo inclinado.

1. Los soportes solares con estructura individual están diseñados para instalarse en terrazas o tejados de suelo plano, siendo la orientación de los mismos horizontal.

2. Soportes solares con estructura de triángulo inclinado, se instalan sobre terrazas o suelo plano, siendo en este caso la orientación de los paneles vertical.

**b) Cubiertas inclinadas:**

Soportes para paneles solares pensados para ser instalados sobre cubiertas inclinadas, como el tejado a dos aguas de teja. La estructura más común son los soportes con estructura coplanar, que se adaptan a la forma del tejado y mantienen la inclinación necesaria, son sencillos y prácticos.

**c) Cubiertas de chapa:**

Este tipo de soportes tiene las mismas características que los de cubierta plana, pudiéndolos encontrar con una estructura individual o con una estructura de triángulo inclinado, así como con soporte coplanar continuo que se fija a las chapas por medio de soportes coplanares verticales o soportes coplanares de microcarril.

**d) Cubierta de marquesina:**

En este caso nos encontramos con soportes que funcionan a su vez de marquesina para proteger la entrada de los edificios, ya sea a modo de porche en una casa o estacionamientos en el caso de los centros comerciales entre otras.

**e) Soportes móviles:**

En este tipo de soportes para paneles solares su funcionamiento es más complejo que los anteriores, pues se cuentan con seguidores solares capaces de orientar los módulos en la dirección óptima en cada momento para obtener un mayor rendimiento de la instalación. Ahora bien, la instalación requiere un consumo eléctrico mayor y su complejidad mecánica puede implicar un mayor número de operaciones de mantenimiento.

### 2.1.3 Módulos fotovoltaicos

También denominada como “placa fotovoltaica” o “panel fotovoltaico” son dispositivos que tiene la función de convertir la energía que nos proporciona el sol en electricidad. Estos paneles solares están compuestos por células de silicio cristalino y que por su composición convierten la luz del sol en electricidad gracias al efecto fotoeléctrico, cubiertas por un material compuesto por siliconas para evitar la humedad y los posibles desgastes que puede provocar las inclemencias del tiempo, todo ello recubierto por un marco de aluminio que es fijado a los perfiles de la estructura que ancla a la cubierta.

La energía irradiada por el Sol al incidir sobre los módulos fotovoltaicos libera los electrones, generando energía eléctrica para su consumo.

Los paneles o módulos fotovoltaicos se caracterizan por el parámetro denominado como “Potencia pico” siendo aquella potencia máxima del panel

fotovoltaico expresada en CEM (Condiciones Estándares de Medida (STC (en inglés).

**Su estructura está conformada por los siguientes elementos:**

1. Encapsulante, constituido por un material que debe representar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
2. Cubierta exterior de vidrio templado, que aparte de facilitar al máximo la transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.
3. Cubierta posterior, constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre estas.
4. Marco de metal, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
5. Caja de terminales: incorpora los bornes para la conexión del módulo.
6. Diodo de protección: impiden daños por sombras parciales en la superficie del panel.

#### **2.1.4 Inversor fotovoltaico**

También llamado inversor de energía solar es el elemento imprescindible en las instalaciones fotovoltaicas, encargado de convertir la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos, también llamados generador fotovoltaico, en corriente alterna para su posterior utilización. Estos tendrán 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. Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red van conectados directamente a los paneles solares fotovoltaicos por el lado de continua y por el lado de alterna al cuadro eléctrico de la vivienda, como se puede ver en la Figura [2.1].

#### **2.1.5 Cableado de la instalación**

Cables eléctricos, se definen como aquellos elementos de la instalación eléctrica encargados de transportar la electricidad entre los distintos puntos de la misma. El cable está compuesto por el Conductor, activo alma conductor, es el elemento, generalmente metálico o de aleación metálica, conductor de la corriente eléctrica formado por una o varias hebras retorcidas entre sí, hilos eléctricos. Aislamiento, o envoltura de material de alta rigidez dieléctrica que separa la parte activa de su entorno. Por último, los cables se componen de una cubierta protectora, siendo el material que protege mecánicamente al conductor y al aislante de daños físicos y/o químicos tales como golpes, raspaduras, factores medioambientales, etc.

### **2.1.5.1 Materiales usados como conductores**

En instalaciones eléctricas son, el Cobre (Cu), Aluminio (Al) y el Almalec (Alm). La normativa española obliga a utilizar conductores de Cobre en viviendas e instalaciones similares. Mientras que los cables de Aluminio se usan habitualmente en instalaciones industriales con elevadas presiones de carga. Por lo que en nuestra instalación se utilizaran conductores de Cobre.

### **2.1.5.2 Aislamiento en los conductores**

Los principales tipos de aislamiento utilizados en los cables de instalaciones eléctricas se dividen en dos familias:

#### **1. Aislamientos termoplásticos.**

Son los materiales formados por polímeros que a partir de una determinada temperatura pierden su resistencia mecánica y se deforman. En este grupo están:

- a) Policloruro de Vinilo (PVC): Material con buenas características mecánicas y resistencia a la abrasión. Mayor impacto ambiental por la presencia de metales pesados en su composición.
- b) Poliolefina (Z1): Cables de alta resistencia al fuego y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.
- c) Polietileno (PE): Buena resistencia a la abrasión.
- d) Policloropreno (PCP): Muy flexibles y resistentes a la absorción del agua.

#### **2. Aislamientos termoestables.**

Son materiales poliméricos de estructura reticulada que no se deforman con el aumento de la temperatura, para los valores de servicio en los que trabaja de baja y alta tensión.

- a) Polietileno reticulado (XLPE): Uso principal en circuitos donde se prevé corrientes elevadas y para altas tensiones de aislamiento. No se recomienda su uso en ambientes húmedos por su gran capacidad de absorción del agua ni debe someterse a radiaciones solares porque puede aparecer grietas en el material.
- b) Etileno Propileno (EPR): Similar al XLPE, pero con mejores propiedades mecánicas e impide la penetración del agua en el interior del cable, por lo que pueden ser utilizados en ambientes húmedos. Tienen mala resistencia a la abrasión.

### 2.1.5.3 Clasificación de los cables

Los cables se pueden clasificar atendiendo a los siguientes parámetros:

#### 1. Según la función que desempeñan.

- a) Conductores de fase activos (R, S y T, o bien, L1, L2 y L3), destinados a transmitir la energía eléctrica a los receptores.
- b) Conductor neutro (N): Conductor conectado a tierra en el centro de distribución.
- c) Conductor de protección (CPN), sirve de protección contra descargas, voltajes y corrientes indeseables conectando las masas metálicas con la instalación de puesta a tierra. En condiciones normales no lleva tensión.

#### 2. Según el número de conductores y la presencia o no de la cubierta.

- a) Conductor aislado, cable sin cubierta con un solo conductor.
- b) Cable Unipolar: Cable con cubierta formado por un único conductor.
- c) Cable multipolar: Cable con cubierta formado por más de un conductor, siendo los más comunes en instalaciones de baja tensión. Pudiendo existir cables bipolares, tripolares o tetrapolares.

#### 3. Según la tensión asignada del conductor.

La tensión asignada se define como la tensión máxima de diseño que soporta el aislamiento del cable y siempre debe ser superior a la de la instalación. Los más usados en instalaciones de baja tensión son los de 0,6/1 kV.

#### 4. Según su comportamiento al fuego.

- a) Cables no propagadores de llama, retardan la propagación de la llama gracias a su capacidad de auto extinción. La llama se extingue cuando deja de aplicarse la fuente de fuego.
- b) Cables no propagadores de incendio, similares a los anteriores, pero además no propagan el incendio verticalmente cuando están dispuestos de manera vertical.
- c) Cables resistentes al incendio: Además de no propagar la llama ni el incendio, mantienen la integridad del circuito un periodo de tiempo suficiente como para mantener operáticos los sistemas de seguridad en caso de incendio.

Dentro de esta categoría podemos encontrar:

- I. Cables libres de alógenos: El contenido en halógenos en el cable es suficientemente bajo como para no producir gases tóxicos ni corrosivos durante su combustión.
- II. Cables de baja emisión de humos o de opacidad reducida: Cables que al quemarse no emiten humos opacos que impidan la visibilidad.
- III. Cables de baja toxicidad: Producen una cantidad reducida de gases durante su combustión.

### 2.1.5.4 Marcado de cables

Los cables, a su vez se identifican mediante un código de letras y números que figura impreso en la cubierta o el aislamiento, Figura [2.2]. Este código depende del límite de tensión nominal del cable.

Posición	Referencia	Símbolo	Significado
1	Estado de armonización	H	Cable de tipo normalizado
		ES O ES-N	Cable de tipo español
		A	Cable de tipo nacional autorizado CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica)
2	Tensión asignada nominal	3	300/300 V
		5	300/500 V
		7	450/750 V
3	Naturaleza del aislamiento o la cubierta	V	Aislamiento de PVC normal
		R	Aislamiento de goma natural
		N	Cubierta de policloropreno
		Z	Compuesto termoplástico reticulado a base de poliolefinba, con baja emisión de gases corrosivos y de humos.
4	Particularidades constructivas	-	Cable circular
		H2	Cable plano no separable
5	Material del conductor	-	Cable circular
		A	Aluminio
6	Formación del conductor	F	Conductor flexible para cable flexible
		H	Conductor muy flexible para cable flexible
		K	Conductor flexible para cable de instalación fija
		R	Conductor rígido redondo cableado
		U	Conductor rígido redondo formado por un alambre
7	Números de conductores y sección nominal	Número	Número de conductores
		X	Sin conductor de protección
		G	Con conductor de protección
8	Resistencia al fuego	Número mm <sup>2</sup>	Sección nominal de los conductores
		AS	No propagadores del incendio, libres de halógenos, de baja emisión de humos y baja toxicidad.
		AS+	Ademas de cumplir AS es resistente al incendio.

Figura 2. 2 Marcado de cables

La forma de nombrarlos es mediante cuatro símbolos:

- X1: Indica la reacción al fuego del cable.
- X2: Indica la emisión de humos y su opacidad.
- X3: Indica el goteo o desprendimiento de Partículas inflamables.
- X4: Indica el nivel de acidez de los humos.

El significado de cada uno se detalla en la Figura [2.3]:

Posición	Descripción	Código	Significado
1	Reacción y resistencia al fuego	Aca	Incombustible
		B1ca	Combustible no infamable. Con muy baja o nula propagación al fuego.
		B2ca	Combustible difícilmente infamable. No propagan el fuego de forma continua y emiten muy poco calor. Propagación del fuego muy limitada.
		Cca	Combustible difícilmente infamable. No propagan el fuego de forma continua y emiten muy poco calor. Propagación del fuego limitada. (Cables libres de Halógenos).
		Dca	Moderadamente combustibles. Mejor comportamiento frente a la llama que los cables sin retardante de la misma.
		Eca	Combustible fácilmente infamable. Cables que tienen fácil propagación del fuego con la exposición a las llamas. Cables no libres de halógenos, los convencionales.
		Fca	Sin comportamiento declarado.
2	Emisión de humo	s1a	Escasa producción y lenta producción de humo y transparencia de humo superior al 80%.
		S1b	Escasa producción y lenta producción de humo y transparencia de humo superior al 80%.
		S2	Valores intermedios de producción y propagación de humo.
		S3	Sin comportamiento declarado.
3	Partículas Inflamables	d0	Sin caída de gotas y partículas inflamadas durante 1200 s.
		d1	Sin caída de gotas y partículas inflamadas durante 10 s.
		d2	Sin comportamiento declarado.
4	Acidez	a1	Baja acidez
		a2	Acidez media.
		a3	Sin comportamiento declarado.

Figura 2. 3 Simbología de los cables

La línea de Baja Tensión (BT), está dividida en dos partes diferenciadas, la zona de corriente continua (CC) y la zona de corriente alterna (CA), que se calcularán en los siguientes apartados.

### 2.1.6 Cuadros de protecciones de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA)

Son los cuadros donde irán ubicadas las protecciones contra sobretensiones o cortocircuitos, para proteger la instalación y a las personas.

El cuadro de corriente continua irá ubicado aguas arriba del inversor, es decir, seguidamente del generador fotovoltaico. Mientras que el cuadro de protecciones de corriente alterna se localizará aguas abajo del inversor, donde irán ubicados los magnetotérmicos y diferenciales.

### 2.1.7 Protecciones

En este apartado desarrollaremos las protecciones de los sistemas fotovoltaicos. Las protecciones deben existir a lo largo de las distintas partes de la instalación, tanto aguas arriba del inversor, es decir en la parte de corriente continua (CC), como aguas debajo de este, zona de corriente alterna (AC), para evitar daños a personas como a los elementos que componen la instalación. Distinguiremos por tanto las protecciones de ambas zonas:

#### Zona 1: Protecciones del campo fotovoltaico (CC)

Los módulos fotovoltaicos presentan el problema de cortocircuitarse debido a la curva de funcionamiento de estos. Dependiendo de la radiación incidente puede surgir un cortocircuito en situaciones de baja radiación presente menos intensidad que las condiciones de funcionamiento normales.

Debido al tipo de conexión de los polos aislados de tierra, cualquier tipo de pérdida en una de las fases, no puede ocasionar daño alguno a la instalación.

Las protecciones empleadas en esta parte de la instalación son:

- a) **Diodos de by-pass**, que ya están incorporados en el propio panel, permiten un camino alternativo a la intensidad cuando algún panel está total o parcialmente sombreado.
- b) Los diodos de bloqueo o **fusibles**, instalados al final de cada tirada de paneles conectados en serie para evitar las posibles circulaciones de corriente desde las filas más productivas hacia otras que generen menos. Estos fusibles se instalarán en los portafusibles de la caja de protecciones de corriente continua, aguas arriba del inversor.

#### Zona 2: Cuadros Generales (CA)

La protección debe ser en ambos sentidos, se debe proteger la red eléctrica de las perturbaciones que pueda ocasionar la instalación, como a la propia instalación las perturbaciones que se puedan ocasionar por la red eléctrica.

Se dispondrán:

- a) **Relés**, que actúan separando el campo fotovoltaico de la red de distribución en Baja Tensión. Estando localizados dentro de los inversores, compuestos por un relé de mínima y máxima tensión,

manteniendo las fluctuaciones de tensión en torno al 10%. Y un relé de frecuencia que mantenga la tensión entre los 49 y 50 Hz.

- b) **Interruptor Automático Diferencial:** Protección contra contactos indirectos. Se utilizará un interruptor automático diferencial para cada inversor. Estos interruptores efectúan una protección completa de los circuitos de distribución terminal, como sobrecargas, cortocircuitos o posibles defectos de la propia instalación, así como una protección de las personas contra contactos indirectos.
- c) **Interruptor general automático:** Para la protección total de la instalación, se instalará en el cuadro general.

### **2.1.8 Cuadro General de Mando y Protección (CGMP):**

Es el conjunto de mecanismos que funcionan de forma automática con el fin de optimizar y proteger la instalación eléctrica.

El suministro monofásico o trifásico, de la vivienda llega desde la Derivación Individual al CGMP, inicio de la instalación eléctrica interior. Del CGMP parten los circuitos independientes que configuran la instalación eléctrica interior, alumbrado, tomas de corriente, consumidores. Este se localiza generalmente a la entrada de la vivienda, donde se alojan los dispositivos de seguridad y protección de la instalación interior, como el Interruptor de Control de Potencia (ICP), Interruptor General (IG), Interruptor Diferencial (ID) y Pequeños Interruptores Automáticos (PIAs).

### **2.1.9 Puesta a tierra**

Se define la toma a tierra o electrodo como el material conductor, por lo general metálico, en perfecto contacto con el terreno, encargado de canalizar, absorber y disipar las corrientes de defecto o de origen atmosférico que son conducidas a través de las líneas principales de tierra.

El tipo de electrodo, los materiales utilizados y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra, deben ser tales que, la posible pérdida de humedad del suelo, la corrosión, la presencia de hielo y otros factores climáticos, no aumenten su resistencia eléctrica por encima del valor previsto.

El objetivo principal del electrodo es que el potencial de la red de tierra respecto de tierra sea lo más próximo a cero. Los electrodos (artificiales) están contruidos de cobre o acero galvanizado, para evitar los daños de la humedad y la acción química del terreno.

Los tipos de electrodos más comunes son:

- Picas
- Placas
- Conductores enterrados

Siendo las picas el objeto de estudio en este apartado, por tener una fácil instalación y una elevada eficacia compuesta por un electrodo artificial

cilíndrico, formado por un alma de acero recubierta de una capa de cobre puro electrolítico, combinando una gran rigidez mecánica con la máxima resistencia a la corrosión. Las medidas comerciales más usuales son de 1.5, 2, 2.5 y 3 metros de longitud, con un diámetro entre 14 y 18 mm.

La profundidad nunca será inferior a 0,5 m y las canalizaciones metálicas de otros servicios no deben ser utilizadas como tomas de tierra por razones de seguridad.

Resistencia a tierra, que se define como la resistencia a tierra que ofrece un sistema de tierra al paso de la corriente eléctrica. Este valor de resistencia depende de la resistividad del terreno, las características físicas del electrodo (diámetro, longitud, etc.) y también de la longitud y el área de los conductores. El valor de resistencia a tierra es la resistencia óhmica entre un conductor puesto a tierra y un punto a potencial cero, esta varía según la dimensión y la forma del electrodo y de la resistividad. Dicha resistividad también varía de un punto a otro del terreno y con la profundidad. La resistencia a tierra debe ser la suficiente para que el dispositivo de corte por corriente de defecto o falta se active automáticamente, abriendo el circuito a proteger.

Las instalaciones solares fotovoltaicas deben estar conectadas a tierra en la parte de generación continua. Se deben colocar todas las masas metálicas a tierra, carcasa del inversor y los correspondientes cuadros de protecciones, de forma que la circulación de sobrentensidades de origen atmosférico tenga una ruta alternativa de circulación.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el RBT (Reglamento de Baja Tensión) y de la propia del edificio. La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de Baja Tensión (BT), se harán siempre de forma que no se altere las condiciones de puesta a tierra de la red distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La disposición de las picas de tierra será tal que entre ellas se respetará una distancia mínima del doble de la longitud que posean las picas, tal y como se indica en la norma. El borne de puesta a tierra es el punto donde se debe conectar el conductor de protección, el conductor de puesta a tierra y los conductores de equipotencialidad. Este se situará en el cuadro general de protección de CA de la instalación, en el que se deberán diferenciar los dos conductores de tierra, el del edificio y el de la instalación fotovoltaica, además de permitir la medición de la resistencia de la toma de tierra. El conductor de protección verde-amarillo, tiene la función de unir eléctricamente las masas de la instalación al conductor de tierra o a otros elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. La sección de los conductores de

protección vendrá determinada por Figura [2.4], representada como Tabla 18.2 del punto 3.4 de la ITC-BT-18 del RBT **[GUÍA-BT-18]**.

Sección conductores fase (mm <sup>2</sup> )	Sección conductores protección (mm <sup>2</sup> )
$S_f \leq 16$	$S_f$
$16 < S_f \leq 35$	16
$S_f > 35$	$S_f/2$

Figura 2. 4 Tabla 18.2 del punto 3.4 **[GUÍA-BT-18]**.

## 2.2 Reglamento y normativa vigente

Para la realización del presente TFG, se ha tenido en cuenta todas y cada una de las prescripciones que le son de aplicación conforme a la siguiente reglamentación.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002) **[BOE-A-2002-18099]**.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos **[BOE-A-2014-6123]**.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico **[BOE-A-2010-19757]**.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia **[BOE-A-2011-19242]**.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico **[Ley 24/2013]**.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos **[BOE-A-2014-6495]**.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo **[BOE-A-2015-10927]**.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, por el que se modifica el artículo referido al autoconsumo de la ley 24/2013, de 26 de diciembre **[BOE-A-2018-13593]**.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica **[BOE-A-2019-5089]**.

- 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 **[BOE-A-2000-24019]**.
- Norma UNE-EN-IEC 61853-3 y UNE-EN-IEC 61853-4 sobre ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos y evaluación energética **[UNE-EN IEC 61853-3:2018]** .
- Norma UNE-EN 50380 sobre requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos **[UNE-EN 50380:2018]**.
- Norma UNE EN 60891 sobre Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos **[UNE-EN 60891:1994]**.
- Norma UNE EN 60904 sobre Dispositivos fotovoltaicos **[UNE-EN IEC 60904-1]**.
- Norma UNE EN 61194 sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos **[UNE-EN 61194:1997]**.
- Norma UNE EN 61215 sobre Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación **[UNE-EN 61215]**.
- Norma UNE EN 61277 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía **[UNE-EN 61277:2000]**.
- Norma UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento **[UNE-EN 61683]**.
- Norma UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis **[UNE-EN IEC 61724-1: 2022]**.
- Norma UNE EN 61725 sobre Expresión analítica para los perfiles solares diarios **[UNE-EN 61725]**.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales **[BOE-A-1995-24292]**.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras **[BOE-A-1997-22614]**.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo **[BOE-A-1997-8669]**.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo **[BOE-A-1997-8668]**.

- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo [**BOE-A-1997-17824**].
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual [**BOE-A-1997-12735**].
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición [**BOE-A-2008-2486**].
- Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia [**BOE-A-2021-10824**].

### **2.3 Condiciones que debe cumplir una instalación solar fotovoltaica**

Se establecen los requisitos a cumplir por los materiales, los equipos y el montaje de las instalaciones de electricidad correspondientes.

En particular, se definen los siguientes conceptos:

- Características y especificaciones de los materiales y equipos, su suministro e instalación.
- Trabajos a realizar por el contratista.
- Forma de realizar las instalaciones y el montaje.
- Pruebas y ensayos, durante el transcurso de la obra, a la recepción provisional y a la recepción definitiva.
- Garantías exigidas.

Será cometido del contratista el suministro de todos los equipos, materiales. Servicios y mano de obra necesarios para dotar al edificio de las instalaciones descritas en la memoria, representada en planos y recogidas en mediciones u otros documentos del proyecto. Todo ello según las normas, reglamentos y prescripciones vigentes que sean de aplicación, así como las de Seguridad e Higiene.

Asimismo, será cometido del contratista lo siguiente:

- La conexión de todos los equipos relacionados con las instalaciones.
- Las pruebas y puesta en marcha y cuanto conlleve.
- Planos finales de obra, en papel y en soporte informático, y tres dossieres con especificaciones y características de equipos y materiales, con libros de uso y mantenimiento.
- Todos los trabajos eléctricos instalados exactamente de acuerdo con el diseño original.
- Todos los trabajos eléctricos instalados correspondientes a modificaciones o añadidos al diseño original.
- Toda la información dimensional necesaria para definir la ubicación exacta de todos los equipos que, por estar ocultos, no es posible seguirles el recorrido por simple inspección a través de los medios comunes de acceso, establecidos para inspección y mantenimiento.
- La limpieza inmediata y, si se precisa, transporte a vertedero de material sobrante.
- Las zanjas y rozas que se precisen para paso de tuberías, así como su posterior remate y sellado.
- Sellado ignífugo de huecos y pasos de canalizaciones y conducciones, con resistencia al fuego equivalente a la de los cerramientos o forjados que atraviesan las instalaciones.

- Los huecos de paso de los tubos se realizarán con brocas, colocando pasatubos, y el paso de las bandejas haciendo cortes limpios y colocando un marco que delimite el hueco.
- Las ayudas de estricto peonaje y albañilería auxiliar.
- El pequeño material y accesorios, así como transporte y movimiento de todos los equipos.
- Los elementos de fijación y soporte, de todos los aparatos: cuadros, bandejas, conductores, conducciones y tuberías, que se consideren de su competencia.
- Todo el material y equipos de remate, electricidad, soldaduras, etc., para dejar un perfecto acabado.
- Las bancadas y sistemas antivibradores para equipos y cuadros que lo requieran.
- La pintura en el color que se defina de cuadros, equipos, tubos, bandejas, canalizaciones, conducciones, etc., que discurren por zonas de público u otros espacios y, no estando expresamente recogido en otros apartados de este Proyecto.
- La imprimación y pintura de todo el material férreo utilizado para bancadas, soportes, herrajes, etc., que se requiera.
- En general, cuanto sea necesario para dejar el conjunto de instalaciones que se adjudican totalmente rematadas y funcionando correctamente.

### **2.3.1 Calidad de materiales**

Todos los equipos y materiales que se empleen en la instalación cumplirán lo siguiente:

- Estarán fabricados de acuerdo con las normas vigentes.
- Serán de buena calidad.
- Serán de fabricación normalizada y comercializados en el mercado nacional.
- Tendrán las capacidades que se especifican para cada uno de ellos.
- Se montarán siguiendo las especificaciones y recomendaciones de cada fabricante siempre que no contradigan las de estos documentos.
- Estarán instalados donde se indica de forma que se pueda realizar el mantenimiento o reparación sin emplear tiempos y medios especiales. Todos los elementos tienen que ser fácilmente accesibles y desmontables, previendo el instalador el espacio necesario para ello, aunque no esté especificado.
- Las condiciones básicas que deben reunir los materiales vienen en el precio descompuesto correspondiente y en la Descripción de la Obra de este Pliego de Prescripciones Técnicas; no obstante, en este apartado se detallan más específicamente y con mayor profundidad las

características que deben de reunir determinados materiales que se consideran más críticos o menos conocidos en el mercado.

- Los materiales a suministrar por el Contratista deberán ser productos normales de un fabricante de reconocida garantía, e iguales o equivalentes a los especificados en el presupuesto del Proyecto. Cuando en el mismo se indique una marca determinada, el Contratista vendrá obligado a emplear dicho material, excepto que el Director de la Obra indique otra cosa.
- Cuando el Contratista pretenda emplear materiales o equipos distintos, pero similares a los especificados en el Presupuesto de este proyecto, u ofrecidos en su oferta, será condición necesaria contar con la autorización expresa de la Dirección de Obra, para lo cual el Contratista debe proporcionar toda la documentación que se estime necesaria.
- La Dirección de Obra podrá rechazar materiales o equipos suministrados por el Contratista en los que no se haya cumplido el anterior requisito, sin necesidad de otra justificación o motivo.
- Los materiales y equipos que hayan de ser fabricados especialmente para las obras por el Contratista o sus proveedores lo serán con sujeción a los planos del proyecto y a los de detalle que facilite la Dirección de Obra. Los planos de fabricación deberán ser presentados a dicha Dirección para su aprobación.
- Cuando los materiales no fuesen de la calidad prescrita en los Documentos de este proyecto, o no tuvieran la preparación en él exigida, o cuando a falta de prescripciones formales en aquel se reconociera o demostrara que no era adecuado para su objetivo, la Dirección de Obra dará orden al Contratista para que a su costa los reemplace por otros que satisfagan las condiciones o cumplan el objeto a que se destinen.
- Si los materiales, elementos de instalaciones y aparatos fueran defectuosos, pero aceptables a juicio de la Dirección de Obra, se recibirán, pero con la rebaja de precio que la misma determine, a no ser que el Contratista prefiera sustituirlos por otros en las debidas condiciones.
- Todos los materiales empleados cumplirán con las especificaciones establecidas en el apartado correspondiente de su pliego particular y con las Normas nacionales e internacionales que les sean de aplicación.

### 2.3.2 Generador fotovoltaico

La instalación contará con un Generador Fotovoltaico constituido por módulos fotovoltaicos (FV) para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún tipo de paso intermedio.

Estos módulos a su vez están conformados por células fotovoltaicas de silicio interconectadas entre sí y debidamente protegidas de los agentes externos. Constituidas por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante, mediante la deposición de varios materiales como fósforo y boro generalmente, y su integración en la estructura de silicio cristalino.

Los parámetros generales que caracterizan a las células fotovoltaicas universalmente vienen determinados por la irradiancia (Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie, expresada en kW/m<sup>2</sup>) y la temperatura cuyas condiciones estándar son las siguientes:

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

Asimismo, se define TONC como la 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 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento es de 1 m/s.

### 2.3.3 Módulos fotovoltaicos

También denominada como “placa fotovoltaica” o “panel fotovoltaico” es un conjunto completo. De células solares interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio, que contiene entre 20 y 40 células solares que pueden conectarse entre sí en serie y/o en paralelo para obtener el voltaje deseado.

Los paneles o módulos fotovoltaicos se caracterizan por el parámetro denominado como “Potencia pico” siendo aquella potencia máxima del panel fotovoltaico expresada en CEM (Condiciones Estándares de Medida (STC (en inglés))).

Todos los módulos fotovoltaicos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, su diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de defectos 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.

Todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las Normas UNE para módulos de silicio cristalino o para módulos fotovoltaicos capa delgada, así

como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado correspondiente.

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.

Su estructura está conformada por los siguientes elementos:

- Encapsulante, constituido por un material que debe representar una buena transmisión a la radiación y una degradabilidad baja a la acción de los rayos solares.
- Cubierta exterior de vidrio templado, que aparte de facilitar al máximo la transmisión luminosa, debe resistir las condiciones climatológicas más adversas y soportar cambios bruscos de temperatura.
- Cubierta posterior, constituida normalmente por varias capas opacas que reflejan la luz que ha pasado entre los intersticios de las células, haciendo que vuelvan a incidir otra vez sobre estas.
- Marco de metal, normalmente de aluminio, que asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, y que lleva los elementos necesarios para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- Caja de terminales: incorpora los bornes para la conexión del módulo.
- Diodo de protección: impiden daños por sombras parciales en la superficie del panel.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las siguientes características técnicas:

- Incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.
- Potencia máxima y corriente de cortocircuito referidas a condiciones estándar, comprendidas en el margen de  $\pm 10$  % de los correspondientes valores nominales del catálogo.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Los módulos de clase II tendrán un grado de protección mínimo IP65. 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 y del resto del generador.

Tipos de paneles en función de su forma:

- Paneles con sistemas de concentración. Mediante una serie de superficies reflectantes concentra la luz sobre los paneles fotovoltaicos.
- Paneles de formato "teja". De pequeño tamaño, concebidos para combinarse en gran número y por tanto cubrir grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes

demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.

- Paneles bifaciales. Basados en un tipo de paneles capaz de transformar en electricidad la radiación solar que recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.

### **2.3.4 Inversor**

Son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA), basándose en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad.

La potencia del inversor será como mínimo del 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, 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.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y uso. El inversor, al menos, incorporará los siguientes controles manuales:

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

Las características eléctricas de un inversor serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM (STC). Además, soportará picos de magnitud de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno no debe ser superior al 0,5% de su 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 IP20 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, deberán cumplir con la legislación vigente.

### 2.3.5 Conductores

Serán los que se indican en el documento del presente proyecto y en todo momento cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT [GUÍA-BT-19].

Estos serán de cobre y estarán siempre aislados, excepto cuando vayan montados sobre aisladores, tal como se indica en la ICT-BT-20 del REBT [GUÍA-BT-20].

El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico.

No se admite la colocación de conductores que no sean los especificados en el esquema eléctrico presentado.

Los conductores necesarios serán de cobre y tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos, debiendo ser suficiente además para que soporten la intensidad máxima admisible en cada uno de los tramos.

Los conductores deberán tener unos valores de sección tales que la caída de tensión en ellos sea inferior al 1,5% para la parte de CC y del 1,5% para la parte de CA.

Teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones:

- Caída de tensión máxima entre regulador y batería, 1%.
- Caída de tensión máxima entre inversor y batería, 1%.
- Caída de tensión máxima entre inversor y cargas, 3%.

Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE correspondiente.

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

Se incluirá en toda la longitud de cable CC y CA. 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 conforme a lo indicado en la norma UNE que le es de aplicación. Se respetará en todo momento el REBT en lo que a conducciones de cables se refiere.

Para alturas con respecto al suelo inferior 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 esta tendrá una profundidad mínima de 60 cm, con aviso 20 cm por encima del cable.

### **2.3.6 Caja General de Protección**

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de la compañía distribuidora se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con la Norma de la compañía distribuidora. Cumplirá con lo dispuesto en la Orden de 16 de abril de 2020, por la que se aprueban las Normas Particulares de la compañía suministradora.

### **2.3.7 Estructura soporte**

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos deberá resistir, con estos elementos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE) relativo a Seguridad Estructural. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las dilataciones térmicas necesarias 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 ante la corrosión.

La tornillería será conforme a lo indicado en el Documento Básico DB SE-A “Seguridad Estructural- Acero”.

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustarán a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el apartado de “Condiciones a satisfacer en cuanto a la Orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico” del presente Pliego de Condiciones, sobre sombras.

El cálculo y características de la estructura soporte se obtiene de lo indicado en el Documento Básico DB SE-A “Seguridad Estructural-Acero”.

### **2.3.8 Protecciones contra contactos directos**

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Salvo indicación contraria, los medios a utilizar son normalmente:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alojamiento.

### **2.3.9 Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual**

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos. El empleo de dispositivos de corriente diferencial residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios cuando se prevea que las corrientes diferenciales pueden ser o no senoidales, los dispositivos de corriente diferencial-residual utilizando serán de clase A que aseguran la desconexión para corrientes alternas senoidales así como para corrientes continuas pulsantes.

La utilización de tales dispositivos no constituye por sí mismo una medida de protección completa. Ofrecen una protección eficaz contra los contactos tanto directos como indirectos. Están compuestos por:

- Transformador toroidal.
- Relé electromecánico.
- Mecanismo de conexión y desconexión.
- Circuito auxiliar de prueba.

Cuando la suma vectorial de las intensidades que pasan por el transformador es distinta de cero, en el secundario de este se induce una tensión que provoca la excitación del relé dando lugar a la desconexión del interruptor. Para que se produzca la apertura, la corriente de fuga debe ser superior a la corriente de sensibilidad del diferencial.

### **2.3.10 Protecciones contra contactos indirectos por corte automático de alimentación**

El corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo.

Debe existir una adecuada coordinación entre el esquema de conexiones a tierra de la instalación utilizado de entre los descritos en la ITC-BT-08 del REBT [GUÍA-BT-08] y las características de los dispositivos de protección.

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando puede producirse un efecto peligroso en las personas o animales domésticos en caso de defecto, debido al valor y duración de la tensión de contacto.

La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales.

Se describen a continuación aspectos más significativos que deben reunir los sistemas de protección en función de los distintos esquemas de conexión de la instalación.

Se emplean dispositivos del tipo:

- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos.
- Diferenciales.

### **2.3.11 Protección por empleo de equipos de clase II o Protección por aislamiento equivalente**

Se asegura esta protección mediante la utilización de equipos con un aislamiento doble o reforzado (clase II) como aislamientos reforzados montados en el curso de la instalación eléctrica y que aislen las partes activas descubiertas, cuando por construcción no sea posible la utilización de un doble aislamiento. También para aislamientos suplementarios montados en el curso de la instalación eléctrica y que aislen equipos eléctricos que posean únicamente un aislamiento principal. Las protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones son:

- Sobrecargas, cortocircuitos: fusibles y magnetotérmicos (PIAS).
- Sobretensiones red (por tormentas, etc.): varistores (en los paneles).

Los varistores proporcionan una protección fiable y económica contra transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos por relámpagos, conmutaciones o ruido eléctrico en líneas de potencia de CC o CA.

### **2.3.12 Conductores eléctricos**

Los conductores y cables cumplirán con las prescripciones generales establecidas en la ICT-BT-19 del REBT [GUÍA-BT-19]. Estos serán de cobre y serán siempre aislados. El cobre utilizado en la fabricación de cables o realización de conexiones de cualquier tipo o clase cumplirá las especificaciones contenidas en la Norma UNE correspondiente y el REBT, siendo de tipo comercial puro, de calidad y resistencia mecánica uniforme y libre de todo defecto mecánico.

#### **2.3.12.1 Conductores de protección**

Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra. Su sección vendrá determinada por los valores de la Tabla 2 de la ICT-BT-19 [GUÍA-BT-19].

En su instalación o montaje, se tendrá en cuenta que, en todos los casos los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de: 2,5 mm<sup>2</sup> (con protección mecánica) o 4 mm<sup>2</sup> (sin protección mecánica).

Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.

Como conductores de protección pueden utilizarse conductores en los cables multiconductores, conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos, o conductores separados desnudos o aislados.

Cuando la instalación consta de partes de envolventes de conjuntos montadas en fábrica o de canalizaciones prefabricadas con envolvente metálica, estas envolventes pueden ser utilizadas como conductores de protección si satisfacen, simultáneamente las siguientes condiciones:

- Su continuidad eléctrica debe ser tal que no resulte afectada por deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.
- Su conductibilidad debe ser, como mínimo, igual a la que resulta por la aplicación del presente apartado.
- Deben permitir la conexión de otros conductores de protección en toda derivación predeterminada.

Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Las conexiones deben ser accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de relleno o en cajas no desmontables con juntas estancas.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección, aunque para los ensayos podrán utilizarse conexiones desmontables mediante útiles adecuados.

### **2.3.12.2 Identificación de conductores**

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos o por inscripciones sobre el mismo, cuando se utilicen aislamientos no susceptibles de coloración.

El conductor neutro se identificará por el color azul claro y el conductor de protección por el doble color amarillo-verde.

Los conductores de fase se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, podrá utilizarse el color gris para la tercera.

### **2.3.12.3 Tubos protectores**

Los tubos y accesorios protectores podrán ser de tipo metálico, no metálico o compuestos y en todo caso estarán fabricados de un material resistente a la corrosión y a los ácidos, y al mismo tiempo no propagador de la llama, acorde a lo estipulado en la ITC-BT-21 del REBT para instalaciones interiores o receptoras **[GUÍA-BT-21]**

El diámetro interior mínimo de los tubos vendrá determinado y declarado por el fabricante. En función del tipo de instalación, los diámetros exteriores mínimos y todas las características mínimas (resistencia a compresión, resistencia al impacto, temperaturas mínima y máxima de instalación y servicio, resistencia a la penetración del agua, resistencia al curvado, resistencia a la corrosión, resistencia a la tracción, resistencia a la propagación de la llama, a cargas suspendidas, etc.) de los tubos en canalizaciones fijas en superficie, tubos en canalizaciones empotradas, canalizaciones aéreas o con tubos al aire y en tubos en canalizaciones enterradas, vendrán definidas por las tablas de la ITCBT-21 del REBT **[GUÍA-BT-21]**

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección, deberá cumplir lo indicado a continuación o en su defecto lo prescrito en la Norma UNE que le sea de aplicación y en las ITC-BT-19 **[GUÍA-BT-19]** e ITC-BT-20 **[GUÍA-BT-20]**

Los tubos se unirán entre si mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores. Se dispondrán de registros (los cuales también podrán ser utilizados como cajas de empalme y derivación) en cantidad suficiente, a distancias máximas de 15 m, para permitir una fácil introducción y retirada de los conductores, e irán por rozas.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de las cajas apropiadas, con dimensiones adecuadas, de material aislante y no propagador de la llama. En ningún caso los conductores podrán ser unidos mediante empales o mediante derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí, sino que tendrán que unirse obligatoriamente mediante bornes de conexión o regletas de conexión.

Su trazado se hará siguiendo líneas verticales y horizontales paralelas a las aristas de los paramentos que limitan el local donde se efectúa la instalación.

Las rozas verticales se separarán al menos 20 cm. de cercos, su profundidad será de 4 cm. y su anchura máxima el doble de la profundidad. Si hay rozas paralelas a los dos lados del muro, estarán separados 50 cm. Se cubrirán con mortero o yeso. Los conductores se unirán en las cajas de derivación, que se separarán 20 cm. del techo, sus tapas estarán adosadas al paramento y los tubos aislantes se introducirán al menos 0,5 cm. en ellas.

En los tubos metálicos sin aislamiento interior deberá tenerse en cuenta los posibles efectos de condensación de agua en su interior para lo cual deberá elegirse convenientemente su trazado. Queda terminantemente prohibida la utilización de los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro. Aquellos tubos metálicos que sean accesibles estarán puestos a tierra y se garantizará en todo momento su continuidad eléctrica. Cuando el montaje se realice con tubos metálicos flexibles, la distancia máxima entre dos puestas a tierra no superará, en ninguna circunstancia, más de 10 m.

Las canalizaciones estarán protegidas del calor mediante pantallas de protección calorífuga o alejando convenientemente la instalación eléctrica de las posibles fuentes de calor o mediante selección de aquella que soporte los efectos nocivos que se puedan presentar.

En cuanto a las condiciones de montaje fijo de tubos en superficie, éstos deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.2 de la ITC-BT-21 del REBT **[GUÍA-BT-21]**.

Asimismo, y con respecto a las condiciones de montaje fijo de tubos empotrados, éstos deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.3 de la ITC-BT-21 del REBT **[GUÍA-BT-21]**. De igual forma las condiciones de montaje al aire quedan establecidas y éstas deberán cumplir obligatoriamente las especificaciones establecidas en el apartado 2.4 de la ITC-BT-21 del REBT **[GUÍA-BT-21]**.

#### **2.3.12.4 Canales protectoras**

Estará constituida por un perfil de paredes perforadas o no perforadas cuya finalidad es la de alojar a los conductores eléctricos y estará cerrada con tapa desmontable según ITC-BT-13 [GUÍA-BT-13], siendo conformes a lo dispuesto en las Normas UNE que le sean de aplicación. Para garantizar la continuidad de sus características de protección, su montaje se realizará siguiendo las instrucciones facilitadas por el fabricante.

Las características mínimas, para instalaciones superficiales, serán las establecidas en la tabla 3.2 de la ITC-BT-21 del REBT [GUÍA-BT-21]. La instalación y puesta en obra de las canales protectoras, deberá cumplir lo indicado a continuación o en su defecto lo prescrito en la Norma UNE que le sea de aplicación y en las ITC-BT-19 [GUÍA-BT-19] e ITC-BT-20 [GUÍA-BT-20]. Su trazado se hará siguiendo preferentemente los paramentos verticales y horizontales paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se ejecuta la instalación eléctrica.

Las canales con conductividad eléctrica serán conectadas a la red de tierra para garantizar su continuidad eléctrica. Las canales no podrán ser utilizados como conductores de protección o de neutro, salvo en lo dispuesto en la ITC-BT-18 [GUÍA-BT-18] para las de tipo prefabricadas.

#### **2.3.12.5 Cajas generales de protección (CGP)**

Solamente podrán usarse Cajas Generales de Protección (CGP) acorde a las especificaciones técnicas que facilite la compañía suministradora de electricidad y que estén homologadas por la Administración competente, en concreto por lo marcado en el apartado 5 de las vigentes Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace de la empresa suministradora.

Las CGP estarán constituidas por una envolvente aislante, precintable, que contenga fundamentalmente los bornes de conexión y las bases de los cortocircuitos fusibles para todos los conductores de fase o polares. A su vez dispondrán de un sistema mediante el que la tapa, en posición abierta, quede unida al cuerpo de la caja sin que entorpezca la realización de trabajos en el interior. En el caso que los dispositivos de cierre sean tornillos deberán ser imperdibles. Todos estos dispositivos tendrán un orificio de 2 mm de diámetro, como mínimo, para el paso del hilo precinto.

Estarán provistas de fusibles cortocircuitos en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito prevista en el punto de su instalación. Una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 (IEC 60529), por el que se define la estanqueidad e IK 08 (IEC 62262), que nos identifica la resistencia mecánica a impactos nocivos, según Normas UNE que le son de aplicación, siendo además de tipo precintable.

En todo caso, cumplirán con las prescripciones de la ITC-BT-13 del REBT [GUÍA-BT-13].

#### **2.3.12.6 Cajas de protección y medida (CPM)**

Solamente podrán usarse Cajas de Protección y de Medida (CPM) acorde a las especificaciones técnicas establecidas en el apartado 6 de las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace de la empresa suministradora y que estén homologadas por la Administración competente en función del número y naturaleza del suministro.

En todo caso, cumplirán con las prescripciones del punto 2 de la ITC-BT-13 del REBT [GUÍA-BT-13]. Una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 e IK 08 según Normas UNE que le son de aplicación, siendo además de tipo precintable. Su envolvente dispondrá de ventilación interna para evitar los efectos de la condensación. Si se emplea material transparente para facilitar la lectura de los equipos, éste será resistente a la acción de los rayos ultravioletas.

La CPM deberá ser accesible permanentemente desde la vía pública.

#### **2.3.12.7 Interruptor de protección contra incendios (IPI)**

Será instalado obligatoriamente en aquellas instalaciones que deban dejarse total o parcialmente fuera de servicio por parte de los equipos de emergencia en caso de incendio según lo indicado por las Ordenanzas Municipales y demás normativa de aplicación. Se situará aguas abajo de la CGP y le será de aplicación todo lo dispuesto en los epígrafes anteriores de Cajas de Protección y Medida y Cajas Generales de Protección.

#### **2.3.12.8 Caja de empalmen y derivaciones (CD)**

Todos los cambios de direcciones en tubos rígidos y empalmes de conductores y otros en tubos de cualquier clase en instalaciones interiores, se llevarán a cabo por medio de cajas de derivación o registro que serán de plástico con protección antipolvo y estancas para circuitos exteriores. Sólo podrán sustituirse por cajas metálicas estancas u otras cuando lo autorice por escrito la Dirección Facultativa.

#### **2.3.12.9 Cuadros de mando y protección (CMP)**

Los Cuadros de Mando y Protección (CMP) estarán contruidos con materiales adecuados no inflamables y en función de la tarifa a aplicar y convenientemente dotados de los mecanismos de control necesarios por exigencia de su aplicación.

Su envolvente se ajustará a las Normas UNE que le son de aplicación, con un grado de protección IP30 e IK07. La envolvente para el Interruptor de Control de Potencia (ICP) será homologado oficialmente, de tipo precintable y de dimensiones aprobadas por la compañía suministradora de energía eléctrica, acorde a lo estipulado en la ICT-BT-17 del REBT [GUÍA-BT-17].

Dispondrá de los dispositivos generales e individuales de mando y protección y como mínimo:

- Un interruptor general automático de corte omnipolar de accionamiento manual dotado de elementos de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, siendo independiente del interruptor de control de potencia.
- Un interruptor diferencial general para protección contra contactos indirectos de todos los circuitos.
- Dispositivos de corte omnipolar para protección de sobrecargas y cortocircuitos por cada circuito interior del local, Industria o vivienda del usuario.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones según ICT-BT-23 del REBT, si fuera necesario.

Se podrá instalar un interruptor diferencial para protección contra contactos indirectos por cada circuito. En este caso se podrá omitir el interruptor diferencial general. Si el montaje se realiza en serie, deberá existir selectividad entre ellos. Los dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de los circuitos interiores serán de corte omnipolar y tendrán los polos protegidos que corresponda al número de fases del circuito que protegen.

#### **2.3.12.10 Pequeño material y varios**

Todo el pequeño material que se emplea en las instalaciones será de características adecuadas al fin que debe cumplir, de buena calidad y preferiblemente de marca y tipo de acreditada solvencia, reservándose la Dirección Facultativa la facultad de fijar los modelos o marcas que juzgue más convenientes.

En ningún caso los empalmes o conexiones significarán la introducción en el circuito de una resistencia eléctrica superior a la que ofrezca un metro del conductor que se emplee.

#### **2.3.12.11 Control y aceptación de los elementos y equipos que conforman la instalación fotovoltaica conectada a red**

La Dirección Facultativa velará porque todos los materiales, productos, sistemas y equipos que formen parte de la instalación eléctrica sean de marcas de calidad (UNE, EN, CEI, CE, AENOR, etc.), y dispongan de la documentación que acredite que sus características mecánicas y eléctricas se ajustan a la normativa vigente, así como de los certificados de conformidad con las normas UNE, EN, CEI, CE u otras que le sean exigibles por normativa o por prescripción del proyectista y por lo especificado en el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares.

La Dirección Facultativa asimismo podrá exigir muestras de los materiales a emplear y sus certificados de calidad, ensayos y pruebas de laboratorios,

rechazando, retirando, desmontando o reemplazando dentro de cualquiera de las etapas de la instalación los productos, elementos o dispositivos que a su parecer perjudiquen en cualquier grado el aspecto, seguridad o bondad de la obra. Cuando proceda hacer ensayos para la recepción de los productos o verificaciones para el cumplimiento de sus correspondientes exigencias técnicas, según su utilización, estos podrán ser realizadas por muestreo u otro método que indiquen los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, además de la comprobación de la documentación de suministro en todos los casos, debiendo aportarse o incluirse, junto con los equipos y materiales, las indicaciones necesarias para su correcta instalación y uso debiendo marcarse con las siguientes indicaciones mínimas:

- Identificación del fabricante, representante legal o responsable de su comercialización.
- Marca y modelo.
- Tensión y potencia (o intensidad) asignadas.
- Cualquier otra indicación referente al uso del material o equipo, asignado por el fabricante.

El instalador autorizado 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 idioma español para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, etc.) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica.

Concretamente por cada elemento tipo, estas indicaciones para su correcta identificación serán las siguientes:

#### **Generador fotovoltaico**

- Identificación, según especificaciones de proyecto.
- Distintivo de calidad: Marca de Calidad AENOR homologada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICT), satisfaciendo las especificaciones contempladas en las Normas UNE para módulos de silicio cristalino, o para módulos fotovoltaicos.

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

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alienación de las células o burbujas en el encapsulante.

**Inversor:**

El inversor deberá estar etiquetado con la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión (VRMS) o frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Tensión nominal de entrada (V).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

**Contadores y equipos**

- Identificación según especificaciones del proyecto.
- Distintivo de calidad: Tipos homologados por el MICT.

**Cuadros generales de distribución**

- Distintivo de calidad: Tipos homologados por el MICT.

**Aparatos y pequeño material eléctrico para instalaciones de baja tensión:**

- Distintivo de calidad: Marca AENOR homologada por el Ministerio de Industria.

**Cables eléctricos, accesorios para cables, etc.**

Distintivo de calidad: Marca AENOR homologada por el MICT.

El resto de los componentes de la instalación deberán recibirse en obra conforme a la documentación del fabricante, marcado de calidad, la normativa si la hubiese, especificaciones del proyecto y a las indicaciones de la Dirección Facultativa durante la ejecución de las obras.

Asimismo, los materiales no especificados que hayan de ser empleados para la realización del proyecto dispondrán de marca de calidad y no podrán utilizarse sin previo conocimiento y aprobación de la Dirección Facultativa.

## **2.4 Calidad de la ejecución o montaje de la instalación**

### **2.4.1 Consideraciones generales**

Las instalaciones eléctricas de Baja Tensión serán ejecutadas por instaladores eléctricos autorizados, para el ejercicio de esta actividad, según Instrucciones Técnicas Complementarias ITC del REBT, y deberán realizarse conforme a lo que establece el presente Pliego de Condiciones Técnicas Particulares y a la reglamentación vigente.

La Dirección Facultativa rechazará todas aquellas partes de la instalación que no cumplan los requisitos para ellas exigidas, obligándose la empresa instaladora autorizada o Contratista a sustituirlas a su cargo.

Se cumplirán siempre todas las disposiciones legales que sean de aplicación en materia de seguridad y salud en el trabajo. La instalación fotovoltaica 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.

El transporte, manipulación y empleo de los materiales se hará de forma que no queden alteradas sus características ni sufran deterioro sus formas o dimensiones.

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.

Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes que integran la instalación. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos, estarán en idioma español.

### **2.4.2 Comprobaciones iniciales**

Se comprobará que todos los elementos y componentes de la instalación fotovoltaica coinciden con su desarrollo en el proyecto, y en caso contrario se redefinirá en presencia de la Dirección Facultativa. Se marcará por Instalador autorizado y en presencia de la Dirección Facultativa el lugar de montaje los diversos componentes de la instalación.

### **2.4.3 Montaje de los elementos**

Se regirá de acuerdo con la ITC-BT-40 del REBT [GUÍA-BT-40].

### **2.4.4 Instalación de módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos se montarán de forma que se maximice la exposición directa a la luz solar y se eliminen o minimicen las sombras, debiendo evitarse instalaciones con ángulos de inclinación reducidos que pudieran provocar la acumulación de suciedad sobre el cristal y los bordes del marco.

Para su fijación se emplearán marcos de soporte o kits de montaje especializados fabricados en aluminio anodizado o en acero inoxidable.

Deberá prestarse especial atención en la fase de montaje para evitar la acumulación de suciedad sobre la superficie del módulo ya que puede provocar que las células solares activas queden en sombra y se reduzca el rendimiento eléctrico.

En el caso de sistemas montados sobre cubiertas y tejados, se deberá respetar un espacio en la parte posterior del módulo para permitir su adecuada ventilación.

Se deberá dejar siempre la superficie posterior del módulo libre de objetos externos o elementos de la estructura que pudieran entrar en contacto con éste, especialmente si el módulo está sometido a carga mecánica.

Deberá asegurarse que los módulos no están expuestos a vientos ni nevadas que superen la carga máxima permitida y que no están sometidos a una fuerza excesiva debido a la dilatación térmica de la estructura de soporte.

Las estructuras de soporte de los módulos podrán ser realizadas con aluminio anodizado de elevada resistencia a los agentes atmosféricos, permitiendo de esta manera una larga duración de los elementos de soporte, aun en ambientes salinos.

Si el módulo dispone de caja de conexiones ésta no deberá utilizarse para sujetar o transportar el módulo. Se deberá prestar especial atención para no subirse ni pisar su superficie.

Se evitará dejar caer el módulo ni golpearlo dejando caer sobre él otros objetos, así como se evitará en todo momento dañar ni arañar la superficie posterior del módulo.

Con la finalidad de mantener las garantías del fabricante, no se podrá desmontar, modificar o adaptar el módulo ni retirar ninguna pieza o etiqueta instalada por el fabricante. Asimismo, se evitará perforar el marco ni el cristal del módulo. Tampoco se deberá aplicar pintura ni adhesivos a la superficie posterior del módulo.

Los módulos rotos o dañados deben manipularse con cuidado y eliminarse de forma adecuada. Los cristales rotos pueden presentar filos y producir heridas si no se manipulan con un equipo protector adecuado.

Para instalaciones en tejados, los módulos deben montarse sobre una cubierta resistente al fuego homologada para este tipo de instalación. Posteriormente, se procederá al conexionado eléctrico de los módulos, conectando el o los campos fotovoltaicos, mediante canalización eléctrica, al inversor o inversores, para que la transformen en corriente alterna, con tensión y frecuencia de red, para su inyección en la misma. Estas canalizaciones, cumplirán lo requerido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT, en su Instrucción Técnica ITC-BT-07 [GUÍA-BT-07], diseñando las líneas, mediante los criterios de calentamiento y caída de tensión. La cubierta del edificio debe ser resistente al peso de la estructura que conforma la instalación de las placas solares. La superficie de la cubierta en la que se ubique la estructura de los módulos fotovoltaicos, podrá ser plana o inclinada.

#### 2.4.5 Condiciones a satisfacer en cuanto a la orientación e inclinación y sombras del generador fotovoltaico

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas serán inferiores a los límites de la siguiente Figura [2.5].

	Orientación e inclinación	Sombras	Total
Orientación	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Figura 2. 5 Tabla porcentaje de sombras por orientación e inclinación

#### 2.4.6 Instalación de inversores

Los inversores se colocarán en el punto de conexión a red, que la empresa distribuidora haya indicado previamente.

Se observarán las siguientes consideraciones antes de proceder a su instalación:

- Su emplazamiento deberá estar alejado de la luz solar directa y en un rango de temperatura ambiente comprendido entre 0 y 40°C.
- Para su montaje se seleccionará un paramento o superficie sólida vertical con suficiente firmeza para que soporte su peso, necesitando de un espacio adicional de refrigeración adecuado para la dispersión del calor.
- Se marcará su posición en el paramento y se realizarán los taladros para su sujeción, colocando y apretando los tornillos.
- Se realizará el conexionado de la parte CA y posteriormente con el panel fotovoltaico (parte CC) respetando su polaridad, conectando siempre el

polo positivo (+) del panel fotovoltaico al polo CC positivo (+) del inversor, y el polo negativo (-) del panel fotovoltaico al polo CC negativo (-) del inversor.

- Seguidamente el inversor se conectará a las correspondientes protecciones, las cuales pueden constar de cortocircuito eléctrico, fusible y terminales de conexión, tanto para el inversor como para la red de suministro.

#### **2.4.7 Instalación de equipos de medida**

Para su ejecución se realizará de acuerdo con lo establecido en la ITC-BT-16 del REBT [GUÍA-BT-16].

#### **2.4.8 Señalización**

Toda la instalación eléctrica deberá estar correctamente señalizada y deberán disponerse las advertencias e instrucciones necesarias que impidan los errores de interpretación, maniobras incorrectas y contactos accidentales con los elementos de tensión o cualquier otro tipo de accidentes.

A este fin se tendrá en cuenta que todas las máquinas y aparatos principales, paneles de cuadros y circuitos, deben estar diferenciados entre sí con marcas claramente establecidas, señalizados mediante rótulos de dimensiones y estructura apropiadas para su fácil lectura y comprensión.

Particularmente deben estar claramente señalizados todos los elementos de accionamiento de los aparatos de maniobra y de los propios aparatos, incluyendo la identificación de las posiciones de apertura y cierre, salvo en el caso en el que su identificación pueda hacerse a simple vista.

### **2.5 Acabados, control y aceptación, medición y abono**

Para la recepción provisional de las obras una vez terminadas, la Dirección Facultativa procederá, en presencia de la empresa instaladora autorizada, a efectuar los reconocimientos y ensayos precisos para comprobar que las obras han sido ejecutadas con sujeción al proyecto y que cumple las condiciones técnicas exigidas.

#### **Acabados:**

Terminada la instalación eléctrica fotovoltaica, se protegerán las cajas y los cuadros de distribución para evitar que queden tapados por los revestimientos de los parámetros. Una vez realizados estos trabajos se descubrirán y se colocarán los automatismos eléctricos, embellecedores y tapas.

#### **Medición y abono:**

Los conductores se medirán y valorarán por metro lineal de longitud de iguales características, todo ello completamente colocado incluyendo tubo, bandeja o

canal de aislamiento y parte proporcional de cajas de derivación y ayudas de albañilería cuando existan.

El resto de elementos de la instalación, como generador fotovoltaico, inversor, caja general de protección, módulo de contador, mecanismos, etc., por unidad totalmente colocada y comprobada incluyendo todos los accesorios y conexiones necesarios para su correcto funcionamiento.

## **2.6 Reconocimiento, pruebas y ensayos**

En este reconocimiento se comprobará que todos los materiales instalados coinciden con los admitidos por la Dirección Facultativa en el control previo efectuado antes de su instalación y que corresponden exactamente a las muestras que tenga en su poder, si las hubiera y, finalmente comprobará que no sufren deterioro alguno ni en su aspecto ni en su funcionamiento.

Análogamente se comprobará que la realización de la instalación eléctrica ha sido llevada a cabo y terminada, rematada correcta y completamente.

En particular, se resalta la comprobación y la verificación de los siguientes puntos:

- Ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general.
- Fijación de los distintos aparatos, seccionadores, interruptores y otros colocados
- Tipo, tensión nominal, intensidad nominal, características y funcionamiento de los aparatos de maniobra y protección.

Si los calentamientos producidos en las cajas de derivación, empalmes, terminales, fueran excesivos, a juicio de la Dirección Facultativa, se rechazará el material correspondiente, que será sustituido por otro nuevo por cuenta del Contratista.

Después de efectuado el reconocimiento, se procederá a realizar las pruebas y ensayos por parte del Contratista que se indican a continuación con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones Técnicas:

- 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 procedimientos

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán 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.

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.

Asimismo, realizará las siguientes comprobaciones:

- Medida de aislamiento de la instalación: el ensayo de aislamiento se realizará para cada uno de los conductores activos en relación con el neutro puesto a tierra, o entre conductores activos aislados. La medida de aislamiento se efectuará según lo indicado en el artículo 28 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Protecciones contra sobretensiones y cortocircuitos: se comprobará que la intensidad nominal de los diversos interruptores automáticos sea igual o inferior al valor de la intensidad máxima del servicio del conductor protegido.
- Se comprobará que las conexiones de los conductores son seguras y que los contactos no se calientan normalmente.
- Medición de los niveles de aislamiento de la instalación de puesta a tierra con un óhmetro previamente calibrado, verificando, el Ingeniero Director, que están dentro de los límites admitidos.
- Antes de proceder a la recepción definitiva de las obras, se realizará nuevamente un reconocimiento de las mismas, con objeto de comprobar el cumplimiento de lo establecido sobre la conservación y reparación de las obras.

## **2.7 Condiciones de mantenimiento y uso**

Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas de las Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la Red Eléctrica de Baja Tensión son independientes de las inspecciones periódicas que preceptivamente se tengan que realizar.

El titular o la Propiedad de la instalación eléctrica no están autorizados a realizar operaciones de modificación, reparación o mantenimiento. Estas actuaciones deberán ser ejecutadas siempre por una empresa instaladora autorizada. Durante la vida útil de la instalación, los propietarios y usuarios de las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución, conexión, enlace y receptoras, deberán mantener permanentemente en buen estado de seguridad y funcionamiento sus instalaciones eléctricas, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

La Propiedad o titular de la instalación deberá presentar, junto con la solicitud de puesta en servicio de la instalación que requiera mantenimiento, un contrato de mantenimiento con empresa instaladora autorizada inscrita en el correspondiente registro administrativo, en el que figure expresamente el responsable técnico de mantenimiento.

Los contratos de mantenimiento se formalizarán por períodos anuales, prorrogables por acuerdo de las partes.

Dicho documento consignará los datos identificativos de la instalación afectada, en especial su titular, características eléctricas nominales, localización, descripción de la edificación y todas aquellas otras características especiales dignas de mención. No obstante, cuando el titular acredite que dispone de medios técnicos y humanos suficientes para efectuar el correcto mantenimiento de sus instalaciones, podrá adquirir la condición de mantenedor de estas. En este supuesto, el cumplimiento de la exigencia reglamentaria de mantenimiento quedará justificado mediante la presentación de un Certificado de auto mantenimiento que identifique al responsable del mismo. No se permitirá la subcontratación del mantenimiento a través de una tercera empresa intermediaria.

Las comprobaciones y chequeos a realizar por los responsables del mantenimiento se efectuarán con la periodicidad acordada, atendiendo al tipo de instalación, su nivel de riesgo y el entorno ambiental, todo ello sin perjuicio de las otras actuaciones que proceda realizar para corrección de anomalías o por exigencia de la reglamentación. Los detalles de las averías o defectos detectados, identificación de los trabajos efectuados, lista de piezas o dispositivos reparados o sustituidos y el resultado de las verificaciones correspondientes deberán quedar registrados en soporte auditable por la Administración.

Para dicho mantenimiento se tomarán las medidas oportunas para garantizar la seguridad del personal. Las actuaciones de mantenimiento sobre las instalaciones eléctricas son independientes de las inspecciones periódicas que preceptivamente se tengan que realizar.

### **2.7.1 Condiciones generales que deben seguirse para el adecuado mantenimiento y conservación de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.**

Se definen diferentes escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación al objeto de asegurar su correcto funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Plan de vigilancia
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

**Plan de vigilancia:** El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

Plan de mantenimiento preventivo como las 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:

- Visita a la instalación en el plazo máximo de 1 semana y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma con resolución de la misma en el plazo de 15 días.
- 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 competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general y siempre bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles o desgastados por el uso, necesarios para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos. Comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el 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.

Se realizará un informe de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento.

Los paneles se inspeccionarán una o dos veces al año asegurándose que las conexiones entre paneles y al regulador están bien ajustadas y libres de corrosión. En la mayoría de los casos, la acción de la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles.

### **2.7.2 Reparación o reposición**

Siempre que se revisen las instalaciones, se repararán los defectos encontrados y, en el caso que sea necesario, se repondrán las piezas que lo precisen.

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.

## **2.8 Inspecciones periódicas**

Las inspecciones periódicas sobre las instalaciones eléctricas son independientes de las actuaciones de mantenimiento que preceptivamente se tengan que realizar.

En cualquier caso, estas inspecciones serán realizadas por un Organismo de Control Autorizado (O.C.A.), libremente elegido por el titular de la instalación.

### **2.8.1 Protocolo genérico de inspección periódica**

El protocolo genérico de inspección que debe seguirse será el aprobado por la Administración competente en materia de energía, si bien la empresa titular de las instalaciones podrá solicitar la aprobación de su propio protocolo específico de revisión.

### **2.8.2 Responsabilidad de las inspecciones periódicas**

Los responsables de la inspección no podrán estar vinculados laboralmente al titular o Propietario de la instalación, ni a empresas subcontratadas por el citado titular. Deberán suscribir un seguro de responsabilidad civil acorde con las responsabilidades derivadas de las inspecciones realizadas y disponer de los medios técnicos necesarios para realizar las comprobaciones necesarias.

### **2.8.3 Inspecciones periódicas de las instalaciones de Producción de energía eléctrica**

Las instalaciones de producción en régimen ordinario, así como las de transporte y distribución de energía eléctrica, serán revisadas periódicamente por un OCA o por un técnico titulado con competencia equivalente a la requerida para la puesta en servicio de la instalación, libremente elegidos por el titular de la instalación.

La revisión se producirá al menos cada tres años, en lo referente a las redes de distribución y de transporte.

### **2.8.4 Inspecciones periódicas del resto de instalaciones eléctricas**

El titular de la instalación eléctrica estará obligado a encargar a un OCA, libremente elegido por él, la realización de la inspección periódica preceptiva, en la forma y plazos establecidos reglamentariamente.

Las instalaciones eléctricas de Baja Tensión que, de acuerdo con la Instrucción ITC-BT-05 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión [GUÍA-BT-05], estén sometidas a inspecciones periódicas, deberán referenciar los plazos de revisión tomando como fecha inicial la de puesta en servicio o la de antigüedad.

Las instalaciones de media y alta tensión serán sometidas a una inspección periódica al menos cada tres años.

Los titulares de la instalación están obligados a facilitar el libre acceso a las mismas a los técnicos inspectores de estos Organismos, cuando estén desempeñando sus funciones, previa acreditación y sin perjuicio del cumplimiento de los requisitos de seguridad laboral preceptivos.

La empresa instaladora que tenga suscrito un contrato de mantenimiento tendrá obligación de comunicar al titular de la instalación, con un (1) mes de antelación y por medio que deje constancia fehaciente, la fecha en que corresponde solicitar la inspección periódica, adjuntando listado de todos los OCA o referenciándolo a la página Web del órgano competente en materia de energía, donde se encuentra dicho listado.

Igualmente comunicará al órgano competente la relación de las instalaciones eléctricas, en las que tiene contratado el mantenimiento que hayan superado en tres meses el plazo de inspección periódica preceptiva.

El titular tendrá la obligación de custodiar toda la documentación técnica y administrativa vinculada a la instalación eléctrica en cuestión, durante su vida útil.

### **2.8.5 De los plazos de entrega y validez de los certificados de inspección oca**

El OCA hará llegar, en el plazo de cinco días de la inspección, el original del certificado al titular de la instalación y copia a los profesionales presentes en la inspección. En cada acto de inspección, el OCA colocará en el cuadro principal de mando y protección, una etiqueta identificativa o placa adhesiva de material indeleble con la fecha de la intervención.

El certificado de un OCA tendrá validez de cinco años en el caso de instalaciones de Baja Tensión y de tres años para las instalaciones de Media y Alta Tensión, siempre y cuando no se haya ejecutado una modificación sustancial en las características de la instalación a la que hace referencia.

Si la inspección detecta una modificación en la instalación que no haya sido previamente legalizada o autorizada, según corresponda, deberá ser calificada como negativa por defecto grave. Para instalaciones nuevas, tal circunstancia implicará la no autorización de su puesta en servicio, y para instalaciones en servicio será considerado un incumplimiento grave, todo ello sin perjuicio de las infracciones en que incurran los sujetos responsables, conforme a las leyes vigentes.

Los profesionales habilitados adscritos a los OCA estarán obligados a cumplimentar y firmar los certificados de las inspecciones, ya sean periódicas, iniciales o extraordinarias, de las instalaciones donde intervengan, debiendo consignar y certificar expresamente los resultados de la revisión y custodiar las plantillas de control utilizadas y las notas de campo de tales reconocimientos, los resultados de la revisión y custodiar las plantillas de control utilizadas y las notas de campo de tales reconocimientos.

### **2.8.6 Gravedad de los defectos detectados en las inspecciones de las instalaciones y de las obligaciones del titular de la empresa instaladora.**

Cuando se detecte, al menos, un defecto clasificado como muy grave, el OCA calificará la inspección como "negativa", haciéndolo constar en el Certificado de Inspección que remitirá, además de al titular de la instalación y a los profesionales presentes en la inspección, a la Administración competente en materia de energía.

Para la puesta en servicio de una instalación con Certificado de Inspección "negativo", será necesaria la emisión de un nuevo Certificado de Inspección sin dicha calificación, por parte del mismo OCA una vez corregidos los defectos que motivaron la calificación anterior. En tanto no se produzca la modificación en la calificación dada por dicho Organismo, la instalación deberá mantenerse fuera de servicio. Con independencia de las obligaciones que correspondan al titular, el OCA deberá remitir a la Administración competente en materia de energía el certificado donde se haga constar la corrección de las anomalías. Si en una inspección los defectos técnicos detectados implicasen un riesgo grave,

el OCA está obligado a requerir, al titular de la instalación y a la empresa instaladora, que dejen fuera de servicio la parte de la instalación o aparatos afectados, procediendo al precinto total o parcial de la instalación y comunicando tal circunstancia a la Administración competente en materia de energía. La inspección del OCA para poner de nuevo en funcionamiento la instalación se hará dentro de las 24 horas siguientes a la comunicación del titular de que el defecto ha sido subsanado.

Si a pesar del requerimiento realizado el titular no procede a dejar fuera de servicio la parte de la instalación o aparatos afectados, el OCA lo pondrá en conocimiento de la Administración competente en materia de energía, identificando a las personas a las que comunicó tal requerimiento, a fin de que adopte las medidas necesarias.

Si en la inspección se detecta la existencia de, al menos, un defecto grave o un defecto leve procedente de otra inspección anterior, el OCA calificará la inspección como "condicionada", haciéndolo constar en el Certificado de Inspección que entregará al titular de la instalación y a los profesionales presentes en la inspección.

Si la instalación es nueva, no podrá ponerse en servicio en tanto no se hayan corregido los defectos indicados y el OCA emita el certificado con la calificación de "favorable".

A las instalaciones ya en funcionamiento el OCA fijará un plazo para proceder a su corrección, que no podrá superar los seis meses, en función de la importancia y gravedad de los defectos encontrados. Transcurrido el plazo establecido sin haberse subsanado los defectos, el OCA emitirá el certificado con la calificación de "negativa", procediendo según lo descrito anteriormente.

Si como resultado de la inspección del OCA no se determina la existencia de ningún defecto muy grave o grave en la instalación, la calificación podrá ser "favorable". En el caso de que el OCA observara defectos leves, éstos deberán ser anotados en el Certificado de Inspección para constancia del titular de la instalación, con indicación de que deberá poner los medios para subsanarlos en breve plazo y, en cualquier caso, antes de la próxima visita de inspección.

### 3. CONDICIONES Y NECESIDADES DE LA EMPRESA

En este apartado se presentarán las condiciones generales de la nave donde se va a realizar la instalación, así como las condiciones impuestas por la empresa y las necesidades que se deben cubrir. También se deberá cumplir con la normativa vigente de aplicación, bases técnicas para la ejecución de las instalaciones, expuestas en el apartado anterior, y de este modo, notificar ante los Organismos Oficiales, las características de la instalación para su registro y legalización.

#### 3.1 Descripción general

La nave donde se puede realizar la instalación tiene unas dimensiones de 59x15 m<sup>2</sup> con una cubierta de teja mixta, Figura [3.1], dicha cubierta tiene una inclinación de 20° con caída hacia el lado oeste, es decir, con azimut +90°.

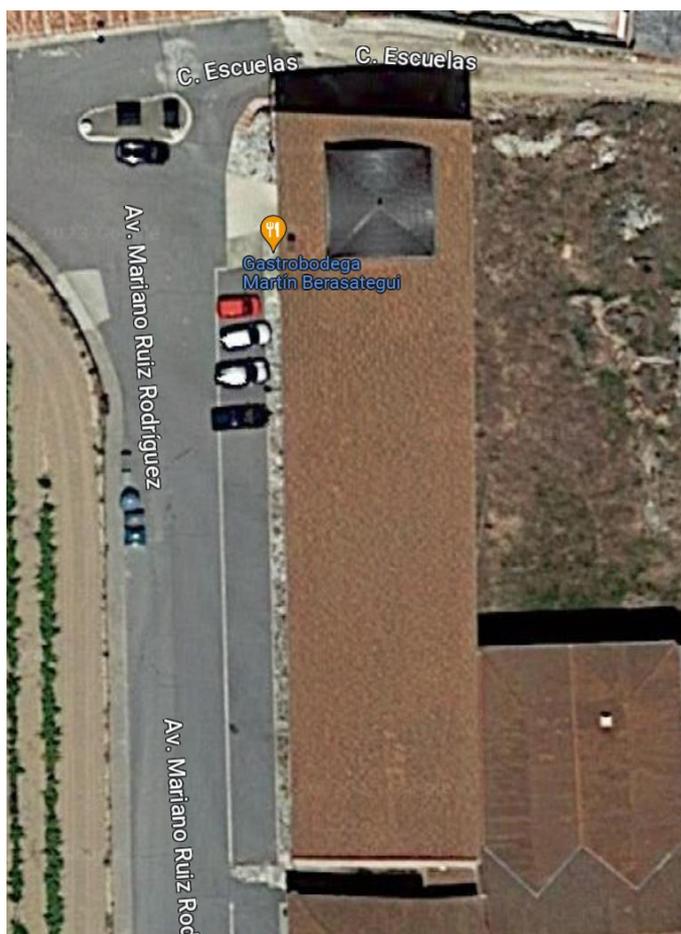


Figura 3. 1 Cubierta de la nave

A su vez dicha cubierta presenta una estructura en la parte norte que tiene la función de tragaluz Figura [3.2]. Al estar situada en la parte norte de la cubierta, las sombras que se produzcan no afectarán al campo fotovoltaico.



*Figura 3. 2 Cubierta superior*

Bajo la cubierta donde se puede instalar el campo fotovoltaico, tendremos una cubierta de bóveda catalana, que consiste es un elemento arquitectónico utilizado para cubrir techos, formado por ladrillos planos, que a través de un mortero o cemento une las piezas entre sí formando una bóveda que descansa sobre vigas o correas, Figura [3.3].



*Figura 3. 3 Material bajo cubierta*

La empresa ha impuesto que la instalación del campo fotovoltaico no perfora la cubierta para no generar infiltraciones de agua. Por lo que se ha tomado la decisión de realizar el anclaje de la estructura que sujeta los módulos solares sobre las correas que se pueden ver en la Figura [3.3].

La empresa cuenta con un Cuadro General de Baja Tensión en la parte norte de la nave, Figura [3.4], con tensión trifásica de 400 V trifásicos y 50Hz, donde se puede ver que el cuadro está aislado. Como sí hay espacio en la misma sala donde se encuentra el cuadro, la empresa quiere que todos los cuadros de protecciones e inversor/es se instalen lo más cerca posible para tener todo controlado en una misma sala.



*Figura 3. 4 Ubicación del Cuadro General*

### **3.2 Consumos de la nave industrial**

En este apartado se presentarán los consumos por periodos de cada mes a lo largo de un año que tiene la empresa, para así poder determinar la energía autoconsumida, la energía excedentada y la energía consumida de red para posteriormente determinar cuál es la mejor disposición y número de paneles a instalar, así como el número de inversores necesarios, para poder llegar a cubrir la demanda de energía. Para ello, debemos tener en cuenta que, si se consume más de lo que se produce, es decir, el consumo real que tiene la empresa frente a la producción solar es mayor, la diferencia entre estos sería la energía consumida de red. Mientras que, si la producción solar del generador

fotovoltaico es mayor que el consumo de la empresa se estaría excedentando dicha diferencia de energía a la red, Figura [3.5].

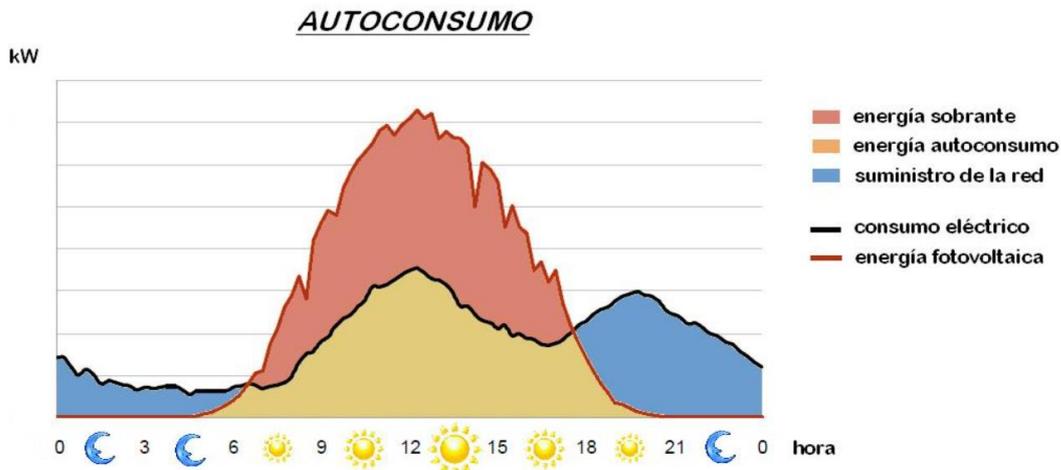


Figura 3. 5 Gráfico de autoconsumo [Fernández].

Mediante el número CUPS (Código Universal de Punto de Suministro), de la empresa donde se quiere realizar la instalación solar fotovoltaica, se pueden obtener los consumos reales a lo largo de un año completo por cada periodo de cada mes. Se hará un tratamiento de los consumos por horas para así poder compararlos con la producción solar anual y realizar el dimensionamiento del campo fotovoltaico.

En este caso el cliente tiene una tarifa 3.0 TD, que se divide en tres periodos por mes, siendo la distribución de estos distinta por cada mes como se puede observar en la Figura [3.6].

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 3. 6 Tabla distribución de periodos por mes a lo largo de un año [EnergíGreen]

Las potencias contratadas por la empresa, Figura [3.7], son las mismas, 196 kW en todo los periodos.

POTENCIA CONTRATADA (KW)	P1	196,00	P4	196,00
	P2	196,00	P5	196,00
	P3	196,00	P6	196,00

Figura 3. 7 Potencias contratadas por periodo (kW)

Tanto el precio de la energía, Figura [3.8], como el de la potencia contratada, Figura [3.9], lo obtenemos de las facturas facilitadas por el cliente para poder ser más precisos a la hora de poder obtener un periodo de amortización y estimar el ahorro anual.

PRECIO TERMINO POTENCIA (€/KW DIA)	P1	0,028750 €	P4	0,007679 €
	P2	0,025075 €	P5	0,003076 €
	P3	0,010106 €	P6	0,003076 €

Figura 3. 8 Precios del término de potencia por periodo (€/kW día)

PRECIO TERMINO ENERGIA (€/KWH)	P1	0,241280 €	P4	0,205776 €
	P2	0,228768 €	P5	0,205776 €
	P3	0,216449 €	P6	0,190258 €

Figura 3. 9 Precios del término de energía por periodo (€/kWh)

Ordenamos los consumos reales de la empresa que ha tenido a lo largo de un año, obtenidos con el número CUPS, Figura [3.10], son de **72.166 kWh**.

MESES	CONSUMO KWh						TOTAL
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
ENERO	737	512	-	-	-	1.476	2.725
FEBRERO	569	415	-	-	-	1.222	2.206
MARZO	-	718	532	-	-	1.209	2.459
ABRIL	-	-	-	575	395	759	1.729
MAYO	-	-	-	578	339	532	1.449
JUNIO	-	-	1.141	793	-	1.268	3.202
JULIO	1.651	1.316	-	-	-	566	3.533
AGOSTO	-	-	3.538	3.441	-	6.009	12.988
SEPTIEMBRE	-	-	3.977	3.625	-	5.080	12.682
OCTUBRE	-	-	-	3.331	3.164	7.295	13.790
NOVIEMBRE	-	3.794	3.536	-	-	6.495	13.825
DICIEMBRE	411	285	-	-	-	882	1.578
TOTAL	3.368	7.040	12.724	12.343	3.898	32.793	72.166

Figura 3. 10 Tabla consumos reales por periodos a lo largo de un año

Agrupamos los consumos de cada mes, vemos que tenemos un mayor consumo en los meses de agosto, septiembre, octubre y noviembre, Figura [3.11], debido a que la actividad principal de la empresa se centra en estos meses. Es importante saber a qué es debido los consumos y durante cuánto tiempo se mantiene ese pico de consumo, ya que será esencial para poder dimensionar la instalación solar fotovoltaica de forma adecuada y cubrir las necesidades durante esos periodos.

Por lo que el consumo energético que debe cubrir la instalación solar fotovoltaica es de 72.166 kWh mínimo, ya que será el consumo actual de dicha empresa. Siempre se toma como base el consumo actual, pues la tendencia

de las empresas es hacer más uso de los paneles solares y por ende aumentar el consumo a futuro. Por lo que deberemos tener en cuenta esto al dimensionar la instalación más adecuada.

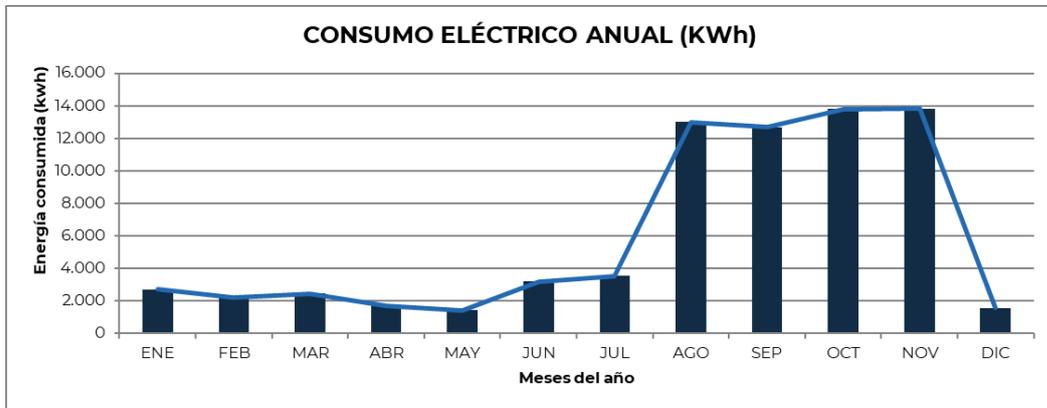


Figura 3.11 Gráfica consumo eléctrico anual

Se procede a realizar la estimación del **autoconsumo** que realizaría la empresa de la planta fotovoltaica, mediante el análisis de los consumos obtenidos con el CUPS. Para ello, se va a distribuir el consumo de cada mes por periodos y seguidamente se hará una discretización por las horas que abarca cada periodo de cada, y así determinar cuándo se podría realizar un consumo de la instalación solar fotovoltaica y no consumir de red.

Para ello se tendrán en cuenta las horas de luz a lo largo de los periodos de los meses de verano e invierno, para ello se realizará la hipótesis sobre las horas solares generales durante estos periodos, siendo en verano las horas de luz desde las 6:00 hasta las 22:00 y en invierno desde las 8:00 hasta las 20:00.

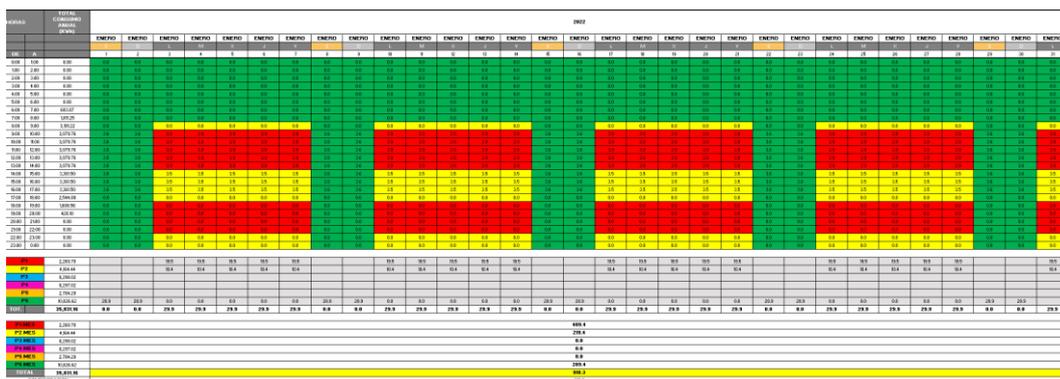


Figura 3.12 Distribución de consumos de enero

Para obtener el consumo que se realizaría de la instalación solar fotovoltaica en kWh, es decir, el consumo hora a hora de cada día del mes, a lo largo de un año, se ha supuesto que estos consumos horarios que componen un periodo del mes son iguales. Para obtener este consumo horario, ecuación (1).

$$\text{Consumo hora (kWh)} = \frac{\text{Consumo mes (kWh)}}{\text{horas periodo día} \cdot \text{número de días laborables}} \quad (1)$$

Para comprenderlo mejor particularizamos para el periodo P1 del mes de enero, que tiene un consumo en el primer periodo (P1) de 737 kWh, siendo horas que abarca dicho P1 desde las 9:00 hasta las 14:00 y desde las 19:00 hasta las 22:00, en total 9 horas, por lo que el consumo en kWh de una hora para ese periodo será el consumo mensual de 737 kWh entre el número de horas que abarca dicho periodo, por días laborables, pues los fines de semana no hay actividad industrial, ecuación (2).

$$\text{Consumo hora P1 enero} = \frac{737 \text{ kWh}}{(9 \text{ horas P1/día}) \cdot (21 \text{ días laborables enero)}} \quad (2)$$

Obteniendo un consumo horario de 3,89 kWh, para el mes de enero en las horas que abarca el P1.

Esta operación se realizará para todos los días del año particularizando para los periodos de cada mes, así como si son días laborales o no y si es invierno o verano, para tener en cuenta las horas de luz que se ha hecho en la hipótesis anteriormente mencionada. Con esto conseguimos optimizar el consumo facilitado por el CUPS o mediante las facturas del cliente, para cada hora de todo un año.

Como se observa en la Figura [3.12], obtendríamos un consumo de la instalación solar fotovoltaica de 389,9 kWh (autoconsumo) para el periodo P1 del mes de enero, menor que los 737 kWh de consumo total en P1 de la Figura [3.10] de dicho mes. Este autoconsumo de la empresa estimado de la instalación fotovoltaica nos sirve para poder hacer un comparativa hora a hora a lo largo de cada mes durante todo un año frente a la producción de la instalación solar fotovoltaica y así determinar la energía excedentada y consumida de red.

Como ya se ha dicho, este método tiene sus limitaciones, pues no podemos saber con exactitud los consumos hora a hora de la instalación simplemente consultando las facturas o el número CUPS, pero si nos permite conocer el autoconsumo estimado que tendría la empresa a lo de todo un año sobre el generador fotovoltaico.

Una vez determinado el consumo estimado que se tendría del generador fotovoltaico (autoconsumo), se obtienen las gráficas de cobertura energética frente a la producción y frente al consumo total de la empresa.

### **3.3 Condiciones de la empresa**

En este apartado se mencionan las condiciones a mayores que exige la empresa para la toma de decisión frente a las posibles propuestas que se verán en el siguiente apartado.

La instalación fotovoltaica deberá cubrir en la medida de lo posible, por las limitaciones de espacio de la cubierta, la mayor cantidad de consumo a lo largo de todo el año, poniendo especial atención a los periodos de mayor consumo donde se centra la actividad principal de la empresa, así como durante los meses restantes. Una vez cubierta la demanda de autoconsumo, la instalación deberá ser capaz de poder exceder energía para poder obtener una compensación de ésta. También se establecerá un monitoreo de la instalación mediante comunicación wifi para poder saber si el rendimiento de esta es suficiente y tener una rápida respuesta en caso de falla. A su vez la instalación siempre mantendrá una producción mínima en caso de avería, por lo que se prefiere la instalación de dos inversores para que sea posible la sustitución y reparación sin dejar de producir. También debe ser rentable económicamente siendo contemplada la mejor opción en cuanto al aprovechamiento energético. Por último, debe ser lo más escueta estéticamente, respetando las características de la cubierta.

## 4. PROPUESTA Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

En este apartado se propondrán las posibles instalaciones que cumplen con las condiciones y requisitos establecidos en el apartado anterior, de entre las cuales se escogerá la que más se adecue a éstas y, seguidamente se procederá al dimensionamiento de los distintos elementos que componen la instalación. Para ello, se tendrá en cuenta la ecuación (3).

$$Potencia\ pico\ total = \frac{Consumo\ anual}{Energía\ generada\ anual} \quad (3)$$

La potencia pico total nos dará una primera aproximación de la potencia necesaria para cubrir la demanda de consumo. Por lo que primeramente se deberá obtener la producción de la instalación solar fotovoltaica. Como la producción solar depende del número de módulos solares, es decir, de la potencia instalada, se hará una primera aproximación ocupando el mayor área útil posible de la cubierta.

### 4.1 Producción solar anual

Mediante el uso del programa PVGIS, obtenemos la producción solar a lo largo de un año, para así poder comparar con el consumo anual que hemos obtenido en apartados anteriores.

Para poder comparar la producción de la instalación con los consumos, se descargan los archivos CSV obtenidos de PVGIS, para poder hacer un tratamiento de los datos de irradiancia, dependientes de la potencia instalada. Una vez se ha hecho esta comparativa, producción frente a consumos hora a hora se podrá obtener la energía que se está autoconsumiendo, excedentando o vertiendo a red a la vista de estos datos, determinar cuál es la instalación más adecuada a las condiciones impuestas, dejando como variable la potencia a instalar.

Para obtener la producción, descargamos el archivo CSV de cada mes de la localización donde se va a realizar la instalación, obteniendo la producción solar hora a hora de un día medio de cada mes a lo largo de todo un año, para ello debemos descargar los 12 CSVs en la pestaña de “Datos diarios”, indicando la inclinación y el azimut de los módulos solares, Figura [4.1].

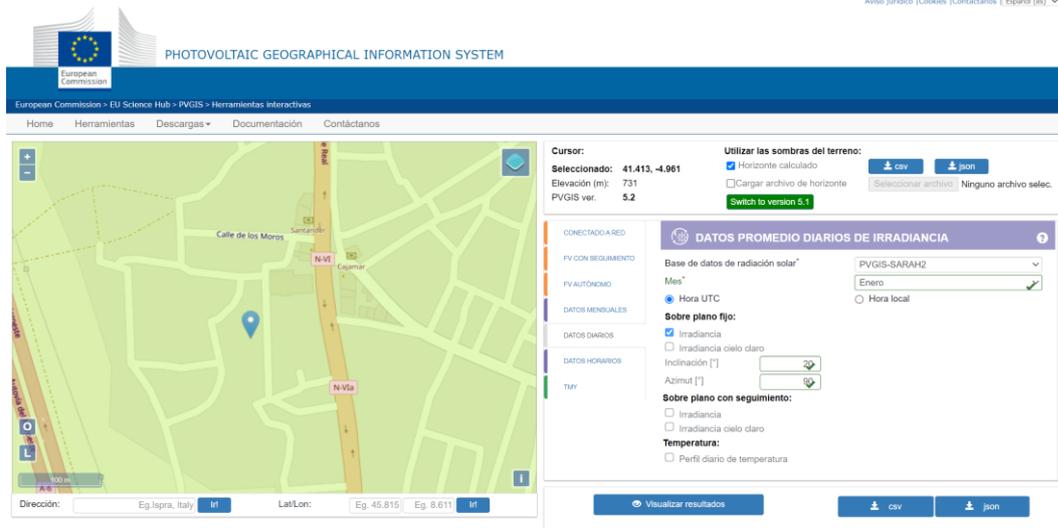


Figura 4. 1 Datos diarios PVGIS [European Commission]

Seguidamente se hará un tratamiento de datos de los archivos CSV descargados para obtener la producción solar hora a hora de cada mes a lo largo de un año.

time(UTC)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	0	0	0
8:00	16.98	0	16.87
9:00	68.87	0	68.43
10:00	149.95	47.63	100.93
11:00	233.95	103.73	128.48
12:00	303.31	153.26	148.07
13:00	324.55	174.38	148.29
14:00	319.63	182.64	135.35
15:00	279.91	166.11	112.57
16:00	198.48	128.25	69.59
17:00	6.13	3.77	2.34
18:00	0	0	0
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

G(i): Global irradiance on a fixed plane (W/m2)  
 Gb(i): Direct irradiance on a fixed plane (W/m2)  
 Gd(i): Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)

Figura 4. 2 Irradiancias hora a hora CSV de PVGIS

Como vemos en la Figura [4.2], PVGIS nos ofrece en cada CSV, tres columnas, en la primera obtenemos la irradiancia global, en la segunda la irradiancia directa y en la tercera la irradiancia difusa, todas ellas en  $W/m^2$  por cada hora del día. De estas tres columnas, trabajaremos con la irradiancia global, pues nos da una información más cercana a la realidad.

Agrupamos las producciones de todos los meses hora a hora de un día medio de cada mes, haciendo un tratamiento previo de los datos obtenidos de todos los CSVs, Figura [4.3]. En la Figura [4.4], obtenemos una producción solar media anual dependiente de la potencia pico instalada, es decir que

dependiendo del número de paneles instalados obtendremos más o menos producción.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
time(UTC)	horas solar pico (horas) (kwh/m2) (kwh/kwp)											
00:00-01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00-02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00-03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00-04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00-05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00-06:00	0	0	0	0	0,00116	0,01223	0,00077	0	0	0	0	0
06:00-07:00	0	0	0	0,02069	0,05778	0,06993	0,05608	0,03328	0,00377	0	0	0
07:00-08:00	0	0	0,03195	0,08087	0,10046	0,12391	0,08781	0,08151	0,06212	0,0309	0,00054	0
08:00-09:00	0,01698	0,04514	0,08654	0,16474	0,24762	0,27396	0,24924	0,18583	0,11894	0,07812	0,04927	0,0195
09:00-10:00	0,06887	0,09376	0,20052	0,3166	0,41288	0,43416	0,42249	0,36284	0,28546	0,18868	0,10343	0,06732
10:00-11:00	0,14995	0,22781	0,34627	0,45833	0,54878	0,59242	0,5969	0,53638	0,4512	0,32725	0,21373	0,15102
11:00-12:00	0,23395	0,35231	0,47707	0,5843	0,6763	0,72565	0,75043	0,68866	0,59717	0,44414	0,31667	0,24032
12:00-13:00	0,30331	0,42259	0,55065	0,65765	0,75956	0,81618	0,85345	0,79852	0,68911	0,51612	0,36596	0,30401
13:00-14:00	0,32455	0,48299	0,60319	0,69112	0,78636	0,84644	0,91029	0,86135	0,73328	0,55415	0,38462	0,32497
14:00-15:00	0,31963	0,46982	0,59313	0,66586	0,7706	0,83027	0,9036	0,84994	0,70746	0,52374	0,34031	0,30784
15:00-16:00	0,27991	0,42575	0,54416	0,62378	0,70619	0,76645	0,84465	0,78458	0,6438	0,45175	0,28612	0,26254
16:00-17:00	0,19848	0,3357	0,43376	0,49922	0,56697	0,65441	0,72261	0,66754	0,51589	0,31546	0,17233	0,14712
17:00-18:00	0,00613	0,17294	0,28074	0,35446	0,43815	0,50219	0,56505	0,49652	0,32576	0,10572	0,00001	0
18:00-19:00	0	0	0,04	0,1636	0,26072	0,31517	0,36779	0,28724	0,06921	0	0	0
19:00-20:00	0	0	0	0,00001	0,04025	0,11816	0,13324	0,0165	0	0	0	0
20:00-21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00-22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00-23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00-00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL DÍA MEDIO</b>	<b>1,90</b>	<b>3,03</b>	<b>4,19</b>	<b>5,28</b>	<b>6,37</b>	<b>7,08</b>	<b>7,46</b>	<b>6,65</b>	<b>5,20</b>	<b>3,54</b>	<b>2,23</b>	<b>1,82</b>

Figura 4. 3 Producción solar anual de nuestra instalación

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
time(UTC)	Energía generada (Kwh)											
00:00-01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01:00-02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02:00-03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03:00-04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:00-05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:00-06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	1,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:00-07:00	0,00	0,00	0,00	1,70	4,74	5,74	4,60	2,73	0,31	0,00	0,00	0,00
07:00-08:00	0,00	0,00	2,62	6,63	8,24	10,16	7,20	6,68	5,09	2,53	0,04	0,00
08:00-09:00	1,39	3,70	7,10	13,51	20,31	22,47	20,44	15,24	9,75	6,41	4,04	1,60
09:00-10:00	5,65	7,69	16,45	25,97	33,86	35,61	34,65	29,76	23,41	15,47	8,48	5,52
10:00-11:00	12,30	18,68	28,40	37,61	45,01	48,59	48,95	43,99	37,00	26,84	17,53	12,39
11:00-12:00	19,19	28,89	39,13	47,92	55,47	59,51	61,54	56,33	48,98	36,43	25,97	19,71
12:00-13:00	24,88	34,66	45,16	53,94	62,29	66,94	69,99	65,49	56,52	42,33	30,01	24,93
13:00-14:00	26,62	39,61	49,47	56,68	64,49	69,42	74,66	70,64	60,14	45,45	31,54	26,65
14:00-15:00	26,21	38,53	48,64	54,61	63,20	68,09	74,11	69,71	58,02	42,95	27,91	25,25
15:00-16:00	22,96	34,92	44,63	51,16	57,92	62,86	69,27	64,35	52,80	37,05	23,47	21,53
16:00-17:00	16,28	27,53	35,57	40,94	46,50	53,67	59,26	54,75	42,31	25,87	14,13	12,07
17:00-18:00	0,50	14,18	23,02	29,07	35,93	41,19	46,34	40,72	26,72	8,67	0,00	0,00
18:00-19:00	0,00	0,00	3,28	13,42	21,38	25,85	30,16	23,56	5,68	0,00	0,00	0,00
19:00-20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30	9,69	10,93	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00-21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00-22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00-23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00-00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL DÍA MEDIO</b>	<b>155,97</b>	<b>248,40</b>	<b>343,47</b>	<b>433,15</b>	<b>522,73</b>	<b>580,77</b>	<b>612,17</b>	<b>545,29</b>	<b>426,72</b>	<b>290,00</b>	<b>183,13</b>	<b>149,64</b>
<b>DÍAS AL MES</b>	<b>31,00</b>	<b>28,00</b>	<b>31,00</b>	<b>30,00</b>	<b>31,00</b>	<b>30,00</b>	<b>31,00</b>	<b>30,00</b>	<b>31,00</b>	<b>30,00</b>	<b>31,00</b>	<b>31,00</b>
<b>PRODUCCIÓN MEDIA MENSUAL (Kwh)</b>	<b>4.835,01</b>	<b>6.955,21</b>	<b>10.647,47</b>	<b>12.994,42</b>	<b>16.204,62</b>	<b>17.423,22</b>	<b>18.977,40</b>	<b>16.904,05</b>	<b>12.801,75</b>	<b>8.989,96</b>	<b>5.493,99</b>	<b>4.638,94</b>
<b>PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL (Kwh)</b>	<b>136.866,04</b>											
<b>HORAS SOLARES PICO ANUALES (kwh/kwp)</b>	<b>1251,63</b>											

Figura 4. 4 Producción anual en kWh

También obtenemos las horas solares pico de la instalación, que dependerán de la producción solar, determinada por la potencia instalada, como ya hemos visto, por lo que se hará una primera estimación gracias a los consumos que ya tenemos del apartado 3 y a las condiciones y características de la empresa, ya sea por limitaciones de espacio o condiciones requeridas por el cliente.

## 4.2 Instalaciones solares fotovoltaicas propuestas

En este apartado se determinará la instalación solar que más se adecua energéticamente a las necesidades impuestas por el cliente, teniendo en cuenta los condicionantes y necesidades.

Para determinar la instalación que más se adecua a las necesidades de la empresa, primeramente, se realiza un tratamiento de los datos obtenidos con los CSVs, establecido un coeficiente de pérdidas del 25%, quedándonos así del

lado de la seguridad, es decir, sobredimensionamos la instalación para cumplir siempre con la demanda de consumo establecida. Comparamos ahora la producción obtenida por medio de Excel con la producción óptima que podría obtenerse con nuestra instalación, para ello en el apartado “conectada a red”, producción anual FV, de PVGIS, Figura [4.5]. Se establece un coeficiente de pérdidas del sistema del 14%, (estándar de PVGIS).

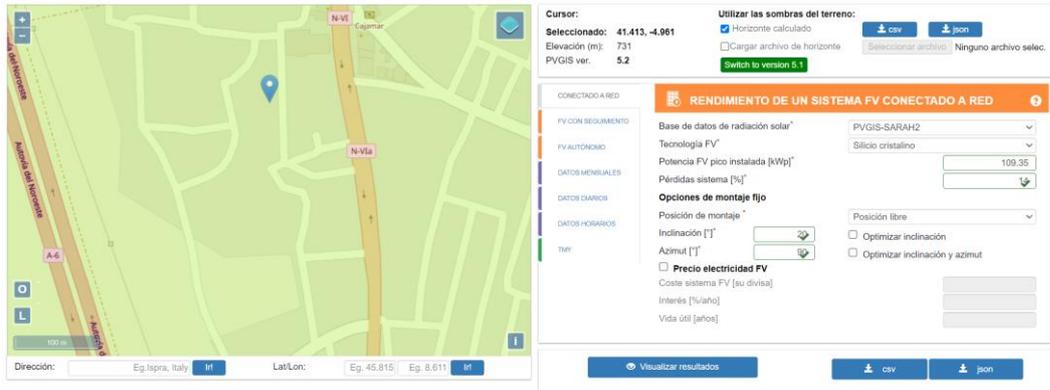


Figura 4. 5 Condiciones de nuestra instalación en PVGIS

Para obtener la producción óptima de la instalación, debemos introducir la potencia pico que se va a instalar, para ello se hace una primera aproximación cubriendo la cubierta con el mayor número de paneles posibles para saber cuántos paneles máximo pueden ser introducidos. A su vez tendremos que introducir la localización mediante coordenadas, inclinación del campo fotovoltaico y el azimut de este. En nuestro caso la inclinación y el ángulo azimut vienen determinados por la cubierta, pues la instalación de los módulos será coplanar a  $20^\circ$  y el azimut será de  $90^\circ$ , ya que la caída de la cubierta está orientada hacia el oeste.

Para el área útil de cubierta, el número máximo de paneles solares fotovoltaicos que caben físicamente en la cubierta de 258, Figura [4.6], obteniéndose una potencia pico de 116,1 kWh con una producción solar de 145.314,6 kWh, con unas horas solar pico anuales de 1.251,63 kW/kWp.



Figura 4. 6 Número máximo de módulos fotovoltaicos

Para determinar si nos quedamos o no con esta configuración de módulos fotovoltaicos, comparamos los consumos con la producción solar que generaría dicho campo fotovoltaico, obteniendo la Figura [4.7], donde se puede ver que la cobertura energética respecto del consumo es de un 44% y el aprovechamiento de la instalación respecto de la producción es de un 22%, es decir, la instalación de autoconsumo cubrirá un 44% del consumo total de la empresa a lo largo de un año, teniendo que consumir un 56% de red.



Figura 4. 7 Cobertura energética y aprovechamiento de la instalación respecto de consumo y producción respectivamente de la instalación de 258 módulos fotovoltaicos

Una vez establecido la primera aproximación, podemos ver que el aprovechamiento de la instalación solar fotovoltaica respecto de la producción no es muy elevado, esto es debido a que hay un sobredimensionamiento de la instalación, con menos módulos solares se conseguirá un mayor aprovechamiento de la instalación, pero cubriremos menos demanda de consumo, por lo que la instalación más lógica será la que encuentre el equilibrio y cumpla con las condiciones impuestas por la empresa.

Por lo que haremos una segunda aproximación para poder conseguir un mayor aprovechamiento del campo fotovoltaico. Se rehacen los cálculos para una instalación con 160 módulos fotovoltaicos. Como la producción es dependiente de la potencia instalada, únicamente se deberá modificar esta, ya que la irradiancia es la misma. Obtenemos por lo tanto una producción de 90.117,06 kWh, que, comparándola con los consumos, obtenemos una cobertura energética y un aprovechamiento de la instalación de:



Figura 4. 8 Cobertura energética y aprovechamiento de la instalación respecto de consumo y producción respectivamente de la instalación de 160 módulos fotovoltaicos

Como vemos, el aprovechamiento de la instalación respecto de la producción ha aumentado un 10%, mientras que la cobertura energética respecto de consumo ha disminuido un 3%. Como la premisa de la empresa es poder cubrir la mayor par de los consumos y poder vender los excedentes para obtener un beneficio a mayores de la instalación para así poder amortizarla en menor tiempo, se realiza una tercera opción que se adecue más a sus necesidades.

La mayor cobertura energética que se puede obtener de los módulos solares fotovoltaicos en el área disponible es de un 44% respecto del consumo, por lo que no podemos obtener una mayor cobertura por la limitación de área. Como la premisa es obtener la mejor cobertura energética respecto del consumo y un aprovechamiento de la instalación respecto de la producción para poder vender los excedentes, se realiza una última propuesta más ajustada a los consumos de la empresa y a las necesidades de aprovechamiento de la instalación respecto de la producción.

Se instalan ahora 243 paneles, número óptimo de paneles que se adecua a los dos inversores por los condicionantes que tienen estos de tensión máxima y mínima y así poder acercarnos a una producción de 100kWh y poder instalar dos inversores de 50 kW como pide el cliente. Para los 243 módulos solares, obtenemos una producción solar anual de 136.866,04 kWh, con una potencia instalada de 109.35 kWp, con una inclinación de los módulos fotovoltaicos, que al ir coplanares a la cubierta será de 20° y azimut 90° por estar orientada al oeste.

Ahora bien, compararemos la producción obtenida en Excel con la producción que obtenemos como dato en PVGIS y así determinar el error cometido de

aproximación. Para ello, como se ve en la, Figura [4.9], en el lateral izquierdo, nos ofrece una producción solar de 140.396,9 kWh, superior a la que hemos obtenido con el Excel.

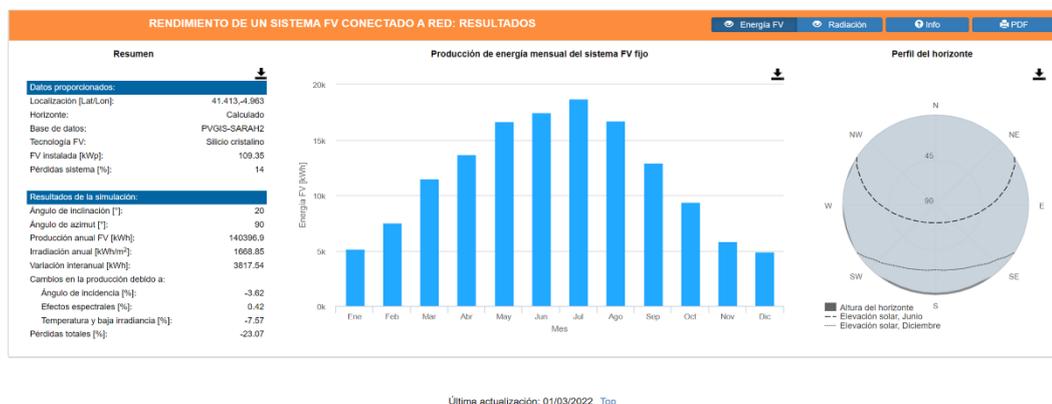


Figura 4. 9 Producción solar anual obtenida en PVGIS

Una vez tenemos la producción de la instalación que se va a realizar con las irradiancias que hemos aplicado en nuestro Excel particularizando para la potencia instalada de 109,35 kWh, con nuestras condiciones de pérdidas, comparamos con la producción óptima que obtendría dicha instalación con PVGIS, obteniendo el error cometido. Se establece que en caso de ser mayor al 5% debemos replantear los cálculos, pues habremos cometido un error a la hora de introducir los datos de irradiancia de los CSVs en el Excel para la comparación hora a hora con los consumos establecidos. Para obtener dicho error, a la hora de hacer el tratamiento de la producción, dividimos la producción media anual obtenida en Excel de 136.866,04 kWh con la que obtenemos en PVGIS, de 140.396,9 kWh, obteniendo un error cometido de 2,5%, menor al 5% establecido, por lo que el tratamiento de la producción se ha realizado correctamente teniendo en cuenta las pérdidas, quedándonos del lado de la seguridad.

Obtenemos ahora, las horas solar pico de nuestra instalación ecuación (3). dividiendo la producción total entre la potencia instalada de un día medio de cada mes a lo largo de todos los meses del año, obteniendo,  $136.866,04 \text{ kWh} / 109,35 \text{ kWp} = 1251,63 \text{ kWh/kWp}$ .

En la Figura [4.10], podemos ver la producción solar a lo largo de un año en la localización de la instalación.

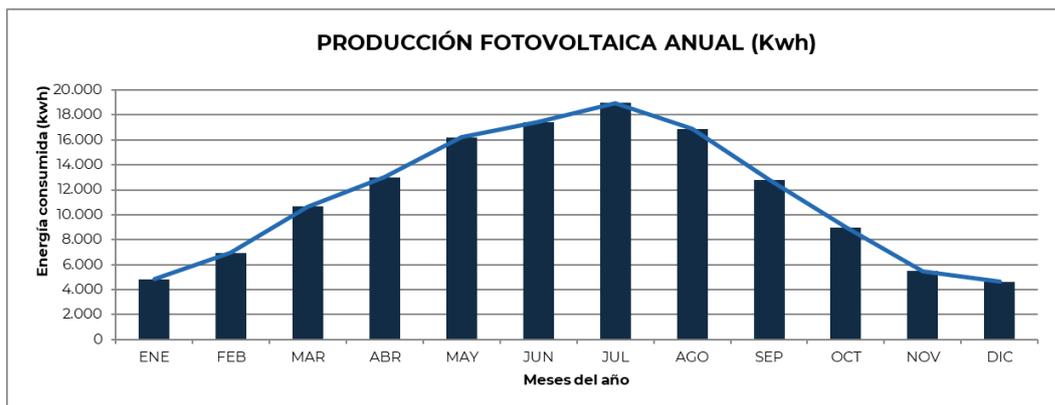


Figura 4. 10 Gráfica de producción fotovoltaica anual (kWh)

Está claro que la mayor producción se va a obtener durante los meses más cálidos, ya que son días despejados donde el sol está en una posición óptima durante mayor tiempo, ya que tenemos más horas de luz, que durante los meses de invierno.

### 4.3 Viabilidad económica

En este apartado se hará un análisis de las tres ofertas vistas anteriormente para comparar las viabilidades económicas y los años de amortización.

Como tenemos los precios de las potencias contratadas, los términos de potencia y energía. Podemos estimar los años de amortización, así como la rentabilidad TIR. Para ello se tendrá en cuenta:

- Precio del kWh de los excedentes = 0.080 €
- El precio de la inflación de la electricidad es del 2.5%
- Inflación anual (IPC) = 2.0 %
- Degradación anual de los módulos fotovoltaicos = 0.80 %
- Impuesto sobre la electricidad = 0.5 %

Todas las hipótesis anteriores están basadas en la fluctuación a lo largo de los años, siendo esta muy poco predecible, por lo que se tomarán estos valores estándares para el cálculo de la viabilidad económica, así como para poder obtener los años de amortización.

A mayores debemos tener en cuenta el precio de la cuota de mantenimiento de la instalación y el precio de cada instalación, pues cada una depende de un número de paneles, perfiles, cableado inversores y protecciones.

Para poder comparar las tres opciones propuestas anteriormente, obtenemos los cuadros de tesorería de cada una, Figuras [4.11], [4.13] y [4.15], junto con las gráficas del periodo de amortización, Figuras [4.12], [4.14] y [4.16].

Cada instalación tendrá un precio de cuota de mantenimiento y un precio de instalación diferente.

**Instalación 1 de 160 módulos fotovoltaicos:**

CUADRO DE TESORERÍA Y FLUJO DE CAJA ANUAL EN 25 AÑOS											
CON EXCEDENTES										CALCULO DE IIR	
AÑO	PRODUCCION ANUAL (KWh)	AUTOCONSUMO (KWh)	EXCEDENTE (Kwh)	AHORRO POR AUTOCONSUMO (€)	AHORRO POR EXCEDENTE (€)	AHORRO TOTAL (€)	CUOTA MANTENIMIENTO (€)	AHORRO NETO (€)	CAPITAL PENDIENTE AMORTIZACION	AHORRO ACUMULADO (€)	22%
0									- 73,248.19 €	- €	73,248.19 €
1	90,118	29,571.66	60,545.90	11,306.57 €	4,843.67 €	16,150.24 €	1,224.96 €	14,925.28 €	- 58,322.91 €	- €	14,925.28 €
2	89,397	29,335.09	60,061.53	11,496.52 €	4,925.05 €	16,421.57 €	1,249.46 €	15,172.11 €	- 43,150.80 €	- €	15,172.11 €
3	88,681	29,100.41	59,581.04	11,689.66 €	5,007.79 €	16,697.45 €	1,274.45 €	15,423.00 €	- 27,727.80 €	- €	15,423.00 €
4	87,972	28,867.61	59,104.39	11,886.05 €	5,091.92 €	16,977.97 €	1,299.94 €	15,678.03 €	- 12,049.77 €	- €	15,678.03 €
5	87,268	28,636.66	58,631.55	12,085.74 €	5,177.46 €	17,263.20 €	1,325.94 €	15,937.26 €	- €	3,887.49 €	15,937.26 €
6	86,570	28,407.57	58,162.50	12,288.78 €	5,264.44 €	17,553.22 €	1,352.45 €	16,200.76 €	- €	20,088.25 €	16,200.76 €

Figura 4. 11 Cuadro tesorería instalación 160 módulos fotovoltaicos

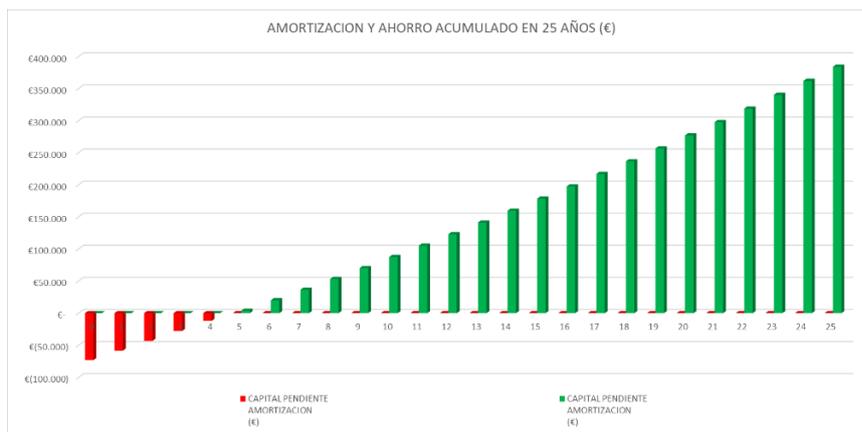


Figura 4. 12 Gráfica del periodo de amortización para 160 módulos

**Instalación 2 de 243 módulos fotovoltaicos:**

CUADRO DE TESORERÍA Y FLUJO DE CAJA ANUAL EN 25 AÑOS											
CON EXCEDENTES										CALCULO DE IIR	
AÑO	PRODUCCION ANUAL (KWh)	AUTOCONSUMO (KWh)	EXCEDENTE (Kwh)	AHORRO POR AUTOCONSUMO (€)	AHORRO POR EXCEDENTE (€)	AHORRO TOTAL (€)	CUOTA MANTENIMIENTO (€)	AHORRO NETO (€)	CAPITAL PENDIENTE AMORTIZACION	AHORRO ACUMULADO (€)	22%
0									- 89,888.00 €	- €	89,888.00 €
1	136,866	31,775.71	105,090.33	12,145.51 €	8,407.23 €	20,552.73 €	2,160.00 €	18,392.73 €	- 71,495.27 €	- €	18,392.73 €
2	135,771	31,521.51	104,249.61	12,349.55 €	8,548.47 €	20,898.02 €	2,203.20 €	18,694.82 €	- 52,800.45 €	- €	18,694.82 €
3	134,685	31,269.33	103,415.61	12,557.02 €	8,692.08 €	21,249.11 €	2,247.26 €	19,001.84 €	- 33,798.61 €	- €	19,001.84 €
4	133,607	31,019.18	102,588.28	12,767.98 €	8,838.11 €	21,606.09 €	2,292.21 €	19,313.88 €	- 14,484.73 €	- €	19,313.88 €
5	132,539	30,771.03	101,767.58	12,982.48 €	8,986.59 €	21,969.07 €	2,338.05 €	19,631.02 €	- €	5,146.29 €	19,631.02 €
6	131,478	30,524.86	100,953.44	13,200.59 €	9,137.56 €	22,338.15 €	2,384.81 €	19,953.34 €	- €	25,099.63 €	19,953.34 €

Figura 4. 13 Cuadro tesorería instalación 243 módulos fotovoltaicos

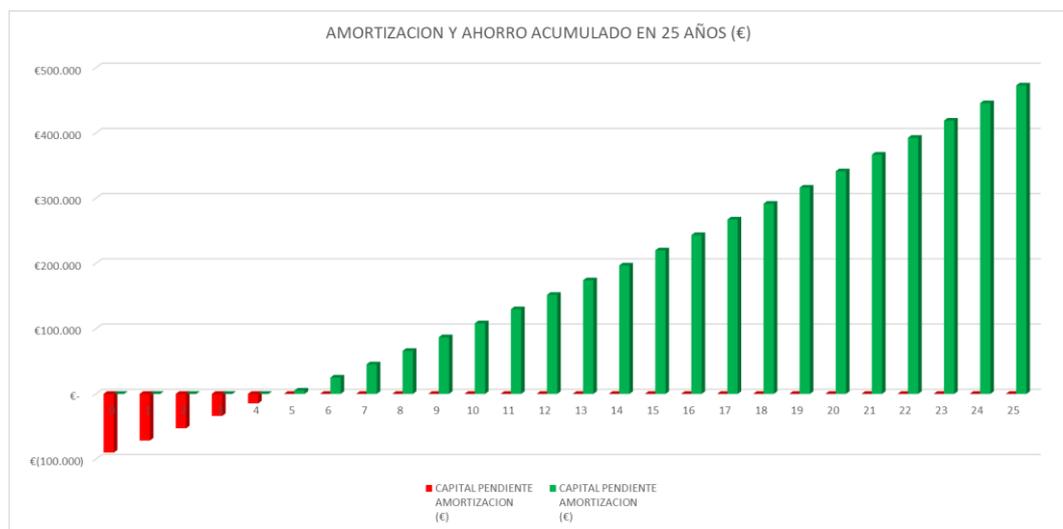


Figura 4. 14 Gráfica del periodo de amortización para 243 módulos

### Instalación 3 de 258 módulos fotovoltaicos:

CUADRO DE TESORERÍA Y FLUJO DE CAJA ANUAL EN 25 AÑOS										CÁLCULO DE TIR	
CON EXCEDENTES											
AÑO	PRODUCCIÓN ANUAL (KWh)	AUTOCONSUMO (KWh)	EXCEDENTE (Kwh)	AHORRO POR AUTOCONSUMO (€)	AHORRO POR EXCEDENTE (€)	AHORRO TOTAL (€)	CUOTA MANTENIMIENTO (€)	AHORRO NETO (€)	CAPITAL PENDIENTE AMORTIZACIÓN	AHORRO ACUMULADO (€)	15%
0									- 134.467,13 €	- €	- 134.467,13 €
1	145,315	32,021,33	113,293,23	12.238,38 €	9.063,46 €	21.301,84 €	2.400,00 €	18.901,84 €	- 115.565,29 €	- €	18.901,84 €
2	144,152	31,765,16	112,386,89	12,443,98 €	9,215,72 €	21,659,71 €	2,448,00 €	19,211,71 €	- 96,353,58 €	- €	19,211,71 €
3	142,999	31,511,04	111,487,79	12,653,04 €	9,370,55 €	22,023,59 €	2,496,96 €	19,526,63 €	- 76,826,95 €	- €	19,526,63 €
4	141,855	31,258,95	110,595,89	12,865,62 €	9,527,97 €	22,393,59 €	2,546,90 €	19,846,69 €	- 56,980,26 €	- €	19,846,69 €
5	140,720	31,008,88	109,711,12	13,081,76 €	9,688,04 €	22,769,80 €	2,597,84 €	20,171,96 €	- 36,808,29 €	- €	20,171,96 €
6	139,594	30,760,80	108,833,44	13,301,53 €	9,850,80 €	23,152,33 €	2,649,79 €	20,502,54 €	- 16,305,75 €	- €	20,502,54 €

Figura 4. 15 Cuadro tesorería instalación 258 módulos fotovoltaicos

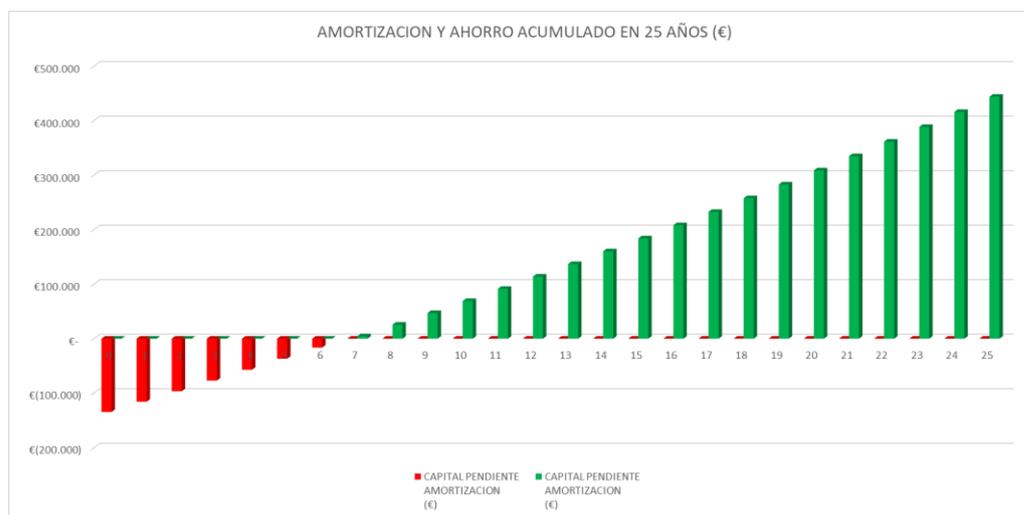


Figura 4. 16 Gráfica del periodo de amortización para 258 módulos

Figura [4.17], obtenemos una comparativa de las tres instalaciones propuestas.

	Instalación 1	Instalación 2	Instalación 3
<b>Num paneles</b>	160	243	258
<b>Pot. Instalada (kWp)</b>	72.00	109.35	116.10
<b>Generación anual (kWh)</b>	90.117,56	136.866,04	145.314,56
<b>Consumo anual (kWh)</b>	72.166,0	72.166,0	72.166,0
<b>Precio por Wp (€/Wp)</b>	1,017	0,822	1,158
<b>Coste del proyecto (€)</b>	73.248,19	89.888,0	134.467,13
<b>Ahorro anual (1er año) (€)</b>	16.150,24	20.552,73	21.301,84
<b>Rentabilidad TIR (%)</b>	22	22	15
<b>Periodo de amortización (años)</b>	4,76	4,74	6,79

Figura 4. 17 Tabla comparativa instalaciones propuestas

Como se puede deducir, la opción más sensata tanto económicamente como desde el punto de vista de la producción energética y ahorro económico es la instalación 2, con 243 módulos solares fotovoltaicos, pues ofrece la misma rentabilidad TIR a 25 años que la primera instalación de 160 módulos y un ahorro económico mayor a esta, pero no significativamente inferior a la instalación 3 de 258 módulos, siendo mayor la inversión en esta tercera. Cabe mencionar también que el periodo de amortización en la instalación 2, es el más pequeño, encontrando el equilibrio entre el aprovechamiento de la instalación y el ahorro económico.

Por lo que tanto energéticamente como económicamente la instalación que se va a escoger es la instalación 2 de 243 módulos solares fotovoltaicos, pues ofrece un equilibrio entre el aprovechamiento de la instalación frente a la producción y frente a su consumo.

#### 4.4 Cobertura energética

Para obtener los datos de cobertura energética, se realiza comparando los datos de consumo con la producción de energía solar fotovoltaica de un día medio de cada mes hora a hora, Figura [4.18].

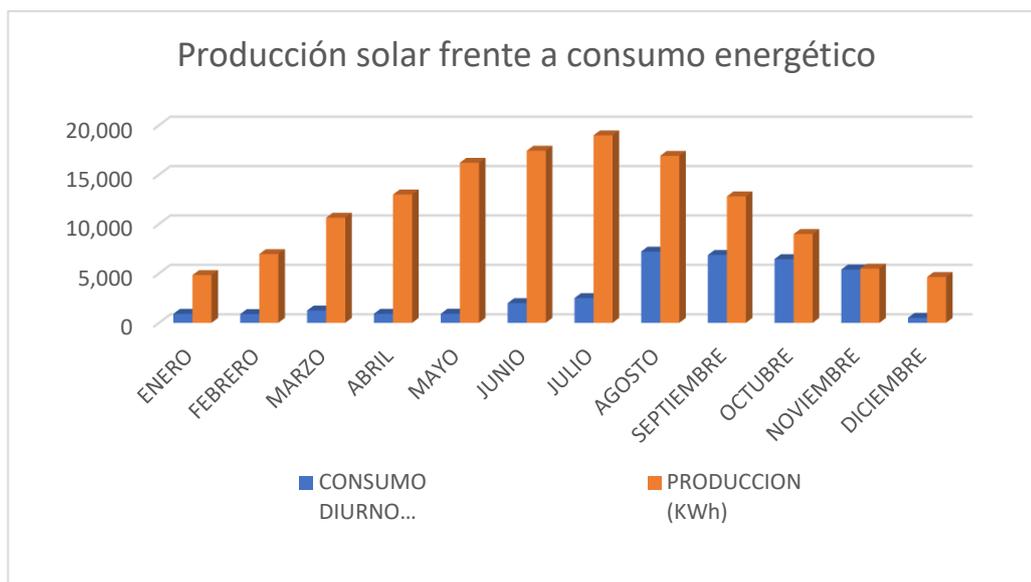


Figura 4. 18 Gráfica de producción solar frente a consumo energético

Obtenidos los datos de producción y consumo, se procede al análisis de estos por medio de la cobertura energética de la instalación mes a mes, Figura [4.19], donde se recoge el balance energético anual, comparando, la energía autoconsumida, la energía excedentada y la energía consumida de red de cada mes a lo largo de todo el año.

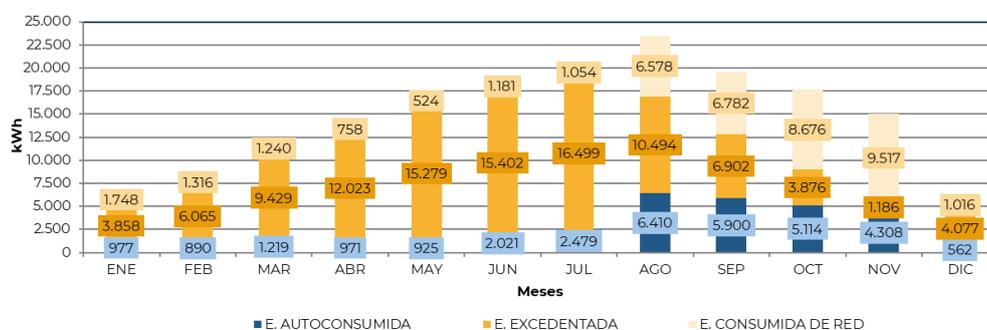


Figura 4. 19 Gráfica de cobertura energética mes a mes

Es claro, que durante los meses de mayor consumo la energía producida por los módulos fotovoltaicos es aprovechada frente a los consumos que se generan, mientras que durante los meses donde no hay tanto consumo, la producción de la instalación está destinada a la venta de excedentes, siendo en este caso los meses mayoritarios.



Figura 4. 20 Gráficas de cobertura energética respecto de consumo y aprovechamiento de la instalación respecto de la producción

En la Figura [4.20], se puede ver que la cobertura energética de la instalación solar fotovoltaica respecto del consumo es de un 44%, es decir, que de toda la energía que consume la nave, ese 44% es de la energía producida por el campo fotovoltaico. Mientras que, en el aprovechamiento de la instalación fotovoltaica respecto a la producción óptima para esa localización y condiciones impuestas, es de un 23%.

De estas gráficas se deduce que el mayor aprovechamiento de la instalación fotovoltaica se realizará durante los meses con mayor actividad, es decir, con mayor consumo, mientras que el resto de meses donde no haya tanta actividad, se aprovechará la instalación para la venta de excedentes.

#### 4.5 Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica seleccionada

En este apartado se dimensionarán todos los elementos necesarios para llevar a cabo la instalación fotovoltaica cumpliendo con las características impuestas por la empresa, así como con la normativa vigente.

##### 4.5.1 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Como se ha visto en el apartado anterior, las características técnicas del campo fotovoltaico sobre cubierta serán, Figura [4.21], su distribución se puede ver en el Anexo C:

Características	
Modelo Módulo fotovoltaico	NU-JD450
Número de módulos fotovoltaicos	243
Potencia pico (Wp)	109350.0
Potencia nominal (W)	100000.0

Figura 4. 21 Características generales Generador Fotovoltaico

##### 4.5.2 Dimensionamiento de los inversores

En función de los datos de consumo reflejados con anterioridad y número de paneles necesarios, se ha optado por una instalación de 100 kW de potencia, para autoconsumo con venta de excedentes a red.

Para conseguir la configuración óptima del sistema se estima en función del rango de funcionamiento del inversor, es decir, situaremos la tensión de funcionamiento entre los valores máximo y mínimo del inversor. De tal manera que, en los días extremos, de mucho frío o de mucho calor, la tensión del conjunto se encuentre siempre en el rango de funcionamiento del inversor.

La tensión del punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos Sharp modelo UN-JD450 que se van a instalar en nuestra instalación, es de 41.56 V. Con el valor de la tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mppt}$ ) y 15 strings, obtenemos un total de 623.4 V como tensión del conjunto del sistema.

Comprobamos que la tensión del conjunto de strings que van a los inversores se encuentren dentro del rango de funcionamiento de estos.

Para ello vemos en el catálogo del fabricante que el rango de tensiones del inversor va desde los 200 V hasta los 1.000 V.

En el catálogo del módulo fotovoltaico vemos que el coeficiente de temperatura  $V_{oc}$  es  $-0,263/^\circ\text{C}$ .

Se supone una temperatura máxima de  $45^\circ\text{C}$  para la ubicación donde se va a realizar la instalación, y una temperatura mínima de  $-10^\circ\text{C}$ . Con esto obtenemos una temperatura media de  $25^\circ\text{C}$ .

Calculamos ahora los límites inferior y superior para los días en los que se lleguen a dichas condiciones de temperatura.

Para un día de mucho frío, el límite superior será 35°C (25°C-(-10C)), obtenemos el porcentaje del límite superior y con ello la tensión para un día frío.

$$35^{\circ}\text{C} \cdot 0,263/^{\circ}\text{C} = 9,20 \%$$
$$9,20 \% \cdot 623,4 \text{ V} = 57,38 \text{ V}$$

Se obtiene el límite superior máximo de funcionamiento del inversor.

$$623,4 \text{ V} + 57,38 \text{ V} = 680,78 \text{ V}$$

Se observa que para un día de -10°C la tensión de funcionamiento de la instalación con la distribución de paneles se encuentra en el rango de funcionamiento mencionado anteriormente.

Se calcula ahora el límite inferior para un día de mucho calor.

Tendríamos una diferencia de 20°C (45°C-(25°C)), obteniendo un porcentaje de límite inferior de 5,26%.

Haciendo la resta entre la tensión de funcionamiento y el 5,26% de dicha tensión, obtenemos que la tensión de 623,4 V - 32,79 V = 590,6 V. Siendo este el límite inferior máximo de funcionamiento del inversor.

Vemos como para un día extremo de calor de 45°C la tensión de funcionamiento de nuestra configuración de paneles es de 590,6 V, que se encuentra dentro del rango de funcionamiento de nuestros inversores.

También se tendrá en cuenta las condiciones para el número de paneles por string de:

- Misma inclinación de todos los módulos fotovoltaicos que componen el string.
- Misma orientación de todos los módulos fotovoltaicos que componen el string.
- Mismo número de paneles de los strings que componen los MPPTS de un string.
- Número similar de paneles por inversor.

Con esto conseguimos una potencia total de 109.350 kWp, instalando los módulos fotovoltaicos de manera coplanar en la cubierta disponible con 20° de inclinación, con orientación Oeste, es decir, 90° de azimut.

Teniendo en cuenta las tres condiciones anteriormente mencionadas y las condiciones impuestas por el cliente en el apartado 2, se dispondrán dos inversores HUAWEI, SUN2000-50KTL-M3 instalados en paralelo para la conversión de corriente continua en continua en corriente alterna.

Distribuiremos los módulos solares fotovoltaicos por strings o cadenas para poder ser conectados, ver plano de la distribución de los strings en Anexo C:

### Resumen Strings

Se recogen las distintas características por inversor, Figuras [4.22] y [4.23].

String	Long	Num paneles	I. calculo (A)	Sección (mm2)	Intensidad de máxima potencia (Imp)	Intensidade cortocircuit o (Ico)	Tensión de máxima potencia (Vmp)	Tensión en circuito abierto (Voc)
1	67	18	11,61	1x6	194,94	208,98	748,08	888,3
2	62	18	11,61	1x6	194,94	208,98	748,08	888,3
3	57	18	11,61	1x6	194,94	208,98	748,08	888,3
4	52	18	11,61	1x6	194,94	208,98	748,08	888,3
5	47	17	11,61	1x6	184,11	197,37	706,52	838,95
6	42	17	11,61	1x6	184,11	197,37	706,52	838,95
7	37	17	11,61	1x6	184,11	197,37	706,52	838,95

Figura 4. 22 Características del inversor 1 por strings

String	Long	Num paneles	I. calculo (A)	Sección (mm2)	Intensidad de máxima potencia (Imp)	Intensidade cortocircuit o (Ico)	Tensión de máxima potencia (Vmp)	Tensión en circuito abierto (Voc)
1	65	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
2	60	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
3	55	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
4	50	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
5	45	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
6	40	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
7	35	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25
8	30	15	11,61	1x6	162,45	174,15	623,4	740,25

Figura 4. 23 Características del inversor 2 por strings

### 4.5.3 Dimensionamiento del cableado de la instalación

En este apartado se procede al dimensionado y selección de los cables que van a componer la instalación.

#### 4.5.3.1 Criterios de dimensionado de los cables.

Se presentan los tres criterios para el dimensionamiento de los cables.

##### 1. Caída de tensión.

Debe permitir que en el conductor no se produzca una caída de tensión superior al 1,5% y de esta manera garantizar el funcionamiento normal de los receptores alimentados por el cable.

##### 2. Intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima admisible o capacidad térmica de un cable, debe permitir la circulación de la corriente, a plena carga y en régimen permanente, sin que se produzcan sobrecalentamientos que puedan dañar la línea.

Siendo la intensidad máxima admisible aquella que puede circular por un conductor eléctrico en servicio permanente sin que este sufra daños como consecuencia del calentamiento producido por el efecto Joule.

La caída de tensión total debe ser inferior al 3%, 1,5% como máximo en la parte de continua y 1,5% en la parte de alterna.

### 3. Intensidad de cortocircuito.

Deberá asegurarse que la temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no sobrepase la temperatura máxima admisible de corta duración. Esta se fija para menos de 5 segundos y es propia de los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Estas temperaturas vienen tipificadas en las normas particulares de los cables, siendo el caso más común los que se muestran en la Figura [4.24]:

Temperatura de cortocircuito (°C)	
Aislante termoplástico	Aislante termoestable
160	250

Figura 4. 24 Temperaturas máximas admisibles de un cable

Este último criterio, no es determinante en las instalaciones de baja tensión (como es nuestro caso) porque las protecciones, debidamente elegidas, garantizan la interrupción del suministro en un tiempo suficientemente breve.

Es por esto, que no se tendrá en cuenta a la hora de calcular las secciones de los conductores de nuestra instalación de baja tensión.

Se utilizará cable con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) con tensión de aislamiento 1.500 V.

Primeramente, se calculará la sección mínima de cada línea de strings en la zona de corriente continua, una vez se ha determinado la sección del conductor que se va a usar, se comprueba la intensidad máxima admisible para ese conductor en la tabla 1 de la ITC-BT-19 [GUÍA-BT-19].

Comprobado que la sección del conductor escogido cumple con la condición de intensidad máxima, se comprueba la caída de tensión, para que no supere lo establecido.

#### 4.5.3.2 Cálculo de las secciones

Se calculará la sección de las distintas líneas de cables, así como las caídas de tensión de estos teniendo en cuenta las condiciones expresadas anteriormente haciendo una diferenciación de zona de corriente continua y zona de corriente alterna.

##### 4.5.3.2.1 Corriente Continua

Cálculo de la sección mínima por string en la zona de corriente continua, para ello se hace uso de la ecuación (4), junto con la ecuación (5).

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V \cdot S} \quad (4)$$

$$P = I \cdot V \quad (5)$$

Siendo:

$\gamma$ : Conductividad del Cobre, que dependerá de la temperatura.

L: Longitud del cable [m]

I: Intensidad en [A]

S: Sección del cable [ $mm^2$ ]

P: Potencia en [W]

V: Tensión en [V]

e: Caída de tensión en [V]

Despejando de la ecuación (6), la sección "S" del cable, obtenemos:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot V \cdot e} \quad (6)$$

Para el cálculo de las secciones de los cables se tiene en cuenta la conductividad del cobre, ecuación (7), para distintas temperaturas ambiente, ecuación (8). Como la norma establece una tabla 1 de la ITC-BT-19 a 40°C de temperatura ambiente, el estudio se realiza para dicha temperatura [GUÍA-BT-19].

Cálculo de la conductividad del cobre para 40°C de temperatura ambiente.

$$\gamma = 1/\rho \quad (7)$$

$$\rho = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)] \quad (8)$$

Dependiendo la resistividad del conductor de la temperatura de este, ecuación (9).

$$T = T_0 + \left[ (T_{max} - T_0) \cdot \left( \frac{I}{I_{max}} \right)^2 \right] \quad (9)$$

Siendo:

K: Conductividad del conductor a la temperatura T.

$\rho$ : Resistividad del conductor a la temperatura T.

$\rho_{20}$ : Resistividad del conductor a 20°C, (Para el Cu = 0,017241  $\Omega \cdot mm^2/m$ )

$\alpha$ : Coeficiente de temperatura (Para el Cu = 0,03929).

T: Temperatura del conductor (°C), para cables enterrados 25°C, para cables al aire 40°C.

$T_0$ : Temperatura ambiente (°C).

$T_{max}$ : Temperatura máxima admisible del conductor (°C).

XLPE (Polietileno reticulado), EPR (Etileno Propileno) = 90°C.

PVC (Policloruro de Vinilo) = 70°C.

Barras blindadas = 85°C.

I: Intensidad prevista por el conductor (A).

$I_{max}$ : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Por lo que para una temperatura ambiente también de 40°C, una temperatura máxima admisible del conductor de 90°C por ser XLPE. La intensidad que circular por cada cable es de 11,61 A, la intensidad máxima admisible del conductor es de 40 A (tabla 1, ITC-BT-19). Obtenemos que la conductividad (K) del Cu para estas condiciones es de 53 m/Ω mm<sup>2</sup>. Como vemos en la Figura [4.25] el valor que se ha obtenido es muy similar.

	20° C	30° C	40° C	50° C	60° C	70° C PVC	80° C	90° C XPLE/EPR
Cu	56	54	52	50	48	47	45	44
Al	35	34	32	31	30	29	28	27

Figura 4. 25 Conductividad en función de la temperatura

Se realizarán los cálculos con una conductividad del cobre de 53 m/Ω mm.

Con las condiciones anteriormente expuestas, obtenemos las siguientes secciones para los conductores de los diferentes strings, Figuras [4.26] y [4.27]:

String	Long	Num paneles	Tensión string (V)	Intensidad String (A) Isc stc	Pot String (W)	Pot total INV 1	Tensión línea	Vmpp String	Caída de tensión AV	Sección cada string
1	67	18	888,30	11,61	8100	55350	888,3	748,08	11,22	2,62
2	62	18	888,30	11,61	8100		888,3	748,08	11,22	2,42
3	57	18	888,30	11,61	8100		888,3	748,08	11,22	2,23
4	52	18	888,30	11,61	8100		888,3	748,08	11,22	2,03
5	47	17	838,95	11,61	7650		838,95	706,52	10,60	1,94
6	42	17	838,95	11,61	7650		838,95	706,52	10,60	1,74
7	37	17	838,95	11,61	7650		838,95	706,52	10,60	1,53

Figura 4. 26 Secciones cables string para el inversor 1

String	Long	um panele	Tensión string (V)	Intensidad String (A) Isc stc	Pot String	Pot total INV 2	Tensión línea	Vmpp String	Caída de tensión AV	Sección cada string
1	65	15	740,25	11,61	6750	54000	740,25	623,4	9,35	3,05
2	60	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	2,81
3	55	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	2,58
4	50	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	2,34
5	45	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	2,11
6	40	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	1,88
7	35	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	1,64
8	30	15	740,25	11,61	6750		740,25	623,4	9,35	1,41

Figura 4. 27 Secciones cables string para el inversor 2

En la última columna de las Figuras [4.26] y [4.27] vemos que en ninguna línea de conductores se superan los 4 mm<sup>2</sup> de sección.

Se comprueba que los conductores seleccionados cumplen con la condición de capacidad térmica, para ello hacemos se hace uso de la Figura [4.28], donde podemos ver que la intensidad máxima para la sección escogida es de 32 A, superior a los 11,61 A que van a circular por las líneas, por lo que podemos confirmar que cumplimos con las condiciones térmicas del cable.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DE LOS CONDUCTORES																			
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
A1			3PVC	2PVC					3XLPE		2XLPE								
A2	3PVC	2PVC						3XLPE		2XLPE									
B1					3PVC		2PVC						3XLPE				2XLPE		
B2				3PVC	2PVC						3XLPE		2XLPE						
C							3PVC				2PVC			3XLPE			2XLPE		
E									3PVC				2PVC			3XLPE		2XLPE	
F											3PVC			2PVC			3XLPE	2XLPE	
Sección mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
Cobre (No enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	-
	185	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	-
	240	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	-

Figura 4. 28 Tabla 7.3 Norma UNE-HD 60364-5-552:2014 sobre intensidades admisibles

Una vez se ha comprobado que cumplimos con la condición térmica, se calcula la caída de tensión por cada línea de conductor de los strings, así como el porcentaje de caída de tensión de esta.

Calculamos la caída de tensión para cada sección de los conductores para los dos inversores y el porcentaje de la caída de tensión.

String	AV	AV%
1	7.41	0.83
2	6.85	0.77
3	6.30	0.71
4	5.75	0.65
5	5.20	0.62
6	4.64	0.55
7	4.09	0.49

Figura 4. 29 Secciones cables string para el inversor 1

String	AV	AV%
1	7.18	0.97
2	6.63	0.90
3	6.08	0.82
4	5.53	0.75
5	4.97	0.67
6	4.42	0.60
7	3.87	0.52
8	3.32	0.45

Figura 4. 30 Secciones cables string para el inversor 1

Como se aprecia en las Figuras [4.29] y [4.30] en ninguna línea de conductores la pérdida es superior al 1,5 % establecido como límite, por lo que se cumplimos con las condiciones impuestas tanto de capacidad térmica como de caída de tensión para cada sección de conductores de los strings de la zona de corriente continua.

En este tipo de instalaciones las tiradas de cable se realizan con cable de 6 mm<sup>2</sup> de sección, ya que los beneficios en seguridad son mayores en comparación con el precio que supone para la empresa instaladora.

Debido a esto se realizarán los cálculos de nuevo con la sección inmediatamente superior de cable, 6 mm<sup>2</sup>. Se procede al cálculo de la caída de tensión con las mismas condiciones de temperatura exterior de 40°C y 90°C de temperatura máxima admitida por el cable de XLPE.

Obteniendo unas caídas de tensión por tirada de cable de 6 mm<sup>2</sup> por cada string de cada inversor de:

String	AV	AV%
1	4.89	0.55
2	4.53	0.51
3	4.16	0.47
4	3.80	0.43
5	3.43	0.41
6	3.07	0.37
7	2.70	0.32

Figura 4. 31 Secciones cables string para el inversor 1

String	AV	AV%
1	4.75	0.64
2	4.38	0.59
3	4.02	0.54
4	3.65	0.49
5	3.29	0.44
6	2.92	0.39
7	2.56	0.35
8	2.19	0.30

Figura 4. 32 Secciones cables string para el inversor 2

Como se aprecia en las Figuras [4.31] y [4.32] las caídas de tensión de cada tirada de cable de 6 mm<sup>2</sup> por string es inferior a las tiradas de cable de 4 mm<sup>2</sup>. Ahora si cumplimos con las condiciones impuestas de intensidad máxima admisible y caída de tensión.

#### 4.5.3.2 Corriente Alterna

En la parte de corriente alterna, realizaremos el cálculo de la sección de cable a su vez en dos zonas, aguas arriba del cuadro de protecciones de corriente alterna (CPCA) y aguas debajo de este hasta llegar al cuadro general.

Para el cálculo de la sección de los conductores de la parte de corriente alterna se tendrán en cuenta los criterios anteriormente mencionados de intensidad máxima admisible y caída de tensión.

- a) Zona de corriente alterna desde la salida de cada inversor al cuadro de protecciones de corriente alterna.

Las secciones de esta zona vienen determinadas por la intensidad de salida máxima de cada inversor, (son iguales).

Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

Figura 4. 33 Características generales inversor SUN2000-50KTL-M3 [Huawei]

En nuestra instalación los dos inversores SUN2000-50KTL-M3 tienen una intensidad de salida nominal de 72,2 A, y una intensidad de salida máxima de 79,8 A por inversor. Los magnetotérmicos y diferenciales del cuadro de protecciones de corriente alterna deberán soportar dicha intensidad, así como los conductores aguas arriba de estos, que se calcularán posteriormente.

Recopilamos los datos obtenidos del catálogo del inversor, Figura [4.33] en la Figura [4.34].

INVERSOR	Corriente nominal (A)	Corriente de salida máxima (A) 1 inversor	Corriente de salida máxima (A) conjunta	Potencia salida nominal (w) 1 inversor	Potencia salida nominal (w) conjunta	Potencia máxima (VA) 1 inversor	Potencia máxima (VA) conjunta	Tensión de línea (V)
SUN2000-50KTL-M3	72,2	79,8	159,6	50000	100000	55000	110000	400
SUN2000-50KTL-M3	72,2	79,8		50000		55000		400

Figura 4. 34 Características resumidas ambos inversores

Una vez determinada la intensidad máxima que va a pasar por los conductores, entraremos en la tabla 1 de la ITC-BT-19 para conductores de cobre no enterrados con una temperatura ambiente de 40°C con las condiciones de instalación adecuadas, es decir, canaleta fijada en pared vertical (B1), para un conductor trifásico de 3 polos.

Obtenemos que, para una intensidad máxima de salida del inversor, que circulará por dicho conductor de 79,8 A, que aproximaremos a 80 A, corresponde una intensidad máxima admisible de 108 A obteniendo una sección de conductor de 25 mm<sup>2</sup>.

DE INVERSOR A CPCA									
POR INTENSIDAD ADMISIBLE			POR CAIDA DE TENSIÓN						
Intensidad de salida INV (A)	Sección calculada por intensidad admisible (mm <sup>2</sup> ) TABLA	Intensidad admisible del cable (A) TABLA	Longitud max. de inversor a CPCA (m)	CdT permitida (REBT) (%)	CdT permitida (voltios)	Sección calculada de inversor a Cuadro de protecciones de CA (CPCA) (mm <sup>2</sup> )	Sección adoptada (mm <sup>2</sup> )	Sección comercial (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión calculada (%)
80	25	106	10	1,5%	6,00	3,79	25,00	25	0,21%
80	25	106	10	1,5%	6,00	3,79	25,00	25	0,21%

Figura 4. 35 Características de las secciones inversores CPCA

Como se observa en la Figura [4.35], se obtiene una caída de tensión del 0,21%, para una sección de conductor de 25 mm<sup>2</sup>.

Tendremos en cuenta ahora la condición de caída de tensión para calcular la sección y ver cuál es la condición más restrictiva y así determinar si merece la pena aumentar o no la sección del cable, para ello se aplicará la ecuación (10), para sistemas trifásicos:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\gamma_{\theta}}{\Delta U \cdot \gamma} \quad (10)$$

Siendo:

$\gamma$ : Conductividad del Cobre, que dependerá de la temperatura.

L: Longitud del cable [m]

I: Intensidad prevista en [A]

S: Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]

P: Potencia activa transportada por la línea [W]

V: Tensión en [V]

$\Delta U = e$ : Caída de tensión máxima permitida en la línea [V]

U: Tensión de la línea, (400 V en trifásica)

$\cos\gamma_{\theta}$ : factor de potencia de la carga al final de la línea

Recalcularemos la conductividad del cobre, pues las condiciones de temperatura no son las mismas en el interior de la instalación, así como la intensidad que circula por este.

En la zona que va desde los inversores hasta el cuadro de protecciones de corriente alterna, la temperatura ambiente se supondrá de 40°C, caso extremo, para quedarnos del lado de la seguridad, y porque la tabla 1 de la ITC-BT-19 está estipuladas las intensidades máximas admisibles para una temperatura ambiente de 40°C.

Para ello se aplicarán las ecuaciones (7), (8) y (9) anteriormente utilizadas en el apartado del cálculo de secciones de corriente continua, con las condiciones

que tenemos ahora de temperatura máxima admisible de los cables XLPE 90°C, temperatura ambiente 40°C, Intensidad de 80 A e intensidad máxima admisible por el cable de 106 A, por lo que obtenemos una conductividad del cobre de 48,72 m/Ω mm<sup>2</sup>, para una temperatura del conductor de 67,48°C.

Se supondrá una longitud máxima de cable de 10 m (sobredimensionado, ya que el cuadro de protecciones de corriente alterna se instalará muy cercano a los inversores). Un factor de potencia de carga de 0,8 y una intensidad de 80 A como ya hemos visto. La caída máxima de tensión será del 1,5% de la tensión en trifásica, es decir, 6V.

Sustituyendo los valores de nuevo en la ecuación (10), para el valor de la sección aplicando el criterio de caída de tensión.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 80 \cdot 0.8}{6 \cdot 48.72} = 3.79 \text{ mm}^2$$

Obtenemos una sección más pequeña que la obtenida con el criterio de intensidad máxima admisible.

Como con el criterio de intensidad máxima admisible hemos obtenido una sección de 25 mm<sup>2</sup> para una intensidad de 108 A, quedándonos muy cerca de la intensidad máxima de salida del inversor de 80 A, se realizarán los cálculos de nuevo para comprobar la caída de tensión para la siguiente sección posible de 35 mm<sup>2</sup>, Figura [4.36], que permite una intensidad máxima admisible de 131 A.

DE INVERSOR A CPCA										
POR INTENSIDAD ADMISIBLE			POR CAIDA DE TENSION							
Intensidad de salida INV (A)	Sección calculada por intensidad admisible (mm <sup>2</sup> ) TABLA	Intensidad admisible del cable (A) TABLA	Longitud max. de inversor a CPCA (m)	CdT permitida (REBT) (%)	CdT permitida (voltios)	Sección calculada de inversor a Cuadro de protecciones de CA (CPCA) (mm <sup>2</sup> )	Sección adoptada (mm <sup>2</sup> )	Sección comercial (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión calculada (%)	
80	25	131	10	1,5%	6,00	3,67	35,00	35	0,15%	
80	25	131	10	1,5%	6,00	3,67	35,00	35	0,15%	

Figura 4. 36 Características que van desde cada inversor al CPCA

Obteniendo en este caso una caída de tensión de 0,19%, menor que para la sección de 25 mm<sup>2</sup>. No merece la pena aumentar la sección en este caso, debido a que la diferencia de caída de tensiones es muy pequeña, para el caso en el que los cables tengan una longitud de 10 m máximo, que en nuestro caso no se llegará a tal distancia.

b) Zona de corriente alterna desde la salida del cuadro de protecciones de corriente alterna al cuadro general de corte.

En esta zona la intensidad de salida la limita la salida del cuadro de protección de corriente alterna, al juntar las dos intensidades de salida de los inversores, obtenemos que la intensidad de salida de este es de 160 A.

Para esta intensidad de 160 A, volvemos a entrar en la tabla 1 de la ITC-BT-19 para conductores de cobre con las condiciones de instalación de bandeja perforada o rejiband, de 202 A (inmediata superior a los 160 A), que nos da una sección de cable de 70 mm<sup>2</sup>.

Aplicamos ahora el criterio de caída de tensión, ecuación (10), con las siguientes condiciones:

Temperatura ambiente de 40°C, temperatura máxima del conductor tipo XLPE, de 90°C, máxima longitud del cable de 10 m y la conductividad del cobre para estas condiciones, pues varía según la temperatura y la intensidad que circula por este.

Para calcular de nuevo la conductividad del cobre tendremos en cuenta que la intensidad que circula por el conductor es de 160 A y una intensidad máxima de 202 A, obteniendo así 77,45 m/Ω mm<sup>2</sup>.

Calculamos la sección del cable de corriente alterna de esta parte de la instalación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 160 \cdot 0.8}{6 \cdot 77,45} = 7,81 \text{ mm}^2$$

Obtenemos una sección más pequeña que con el criterio de intensidad máxima admisible, por lo que, para esta zona de la instalación, que va desde la salida del cuadro de protecciones de corriente alterna al cuadro general de corte, se instalará una sección de cable de 70 mm<sup>2</sup>.

DE PCCA A CUADRO PRINCIPAL										
POR INTENSIDAD ADMISIBLE			POR CAIDA DE TENSIÓN							
Intensidad de cálculo (A)	Sección calculada por intensidad admisible	Intensidad Admisible del cable línea de evacuación	Longitud de línea de evacuación (De CPCA a Cuadro principal)	CdT permitida (REBT) (%)	CdT permitida (voltios)	Sección calculada de inversor a Cuadro de protecciones de CA (mm <sup>2</sup> )	Sección adoptada (mm <sup>2</sup> )	Sección comercial (mm <sup>2</sup> )	CdT calculada (%)	
160	70	193	10	1,50%	6	7,81	70,00	95	0,11%	

Figura 4. 37 Tabla de características generales cable que va desde el CPCA al cuadro principal

Con esta sección de cable, obtenemos en la Figura [4.37] una caída de tensión de 0,11%, menor al 1,5% que se estableció anteriormente.

Concretando esta parte de cálculos, tendremos una sección de cable de la zona que va desde la salida de los inversores al cuadro de protecciones de corriente alterna de 25 mm<sup>2</sup> y una sección de cable de 70 mm<sup>2</sup> para la zona que va desde la salida del cuadro de protecciones de corriente alterna al cuadro general.

#### 4.5.4 Dimensionado de las protecciones de la instalación

Las protecciones eléctricas tienen como objetivo proteger los elementos de una instalación eléctrica frente a sobreintensidades o sobretensiones y a las personas frente a riesgos por contacto directos o indirectos.

La sobreintensidad se define como una corriente superior a la intensidad nominal. Está causada por dos fenómenos:

- Corriente de sobrecarga: Producidas por un funcionamiento anormal del receptor eléctrico o por una demanda excesiva de potencia.
- Corriente de cortocircuito: Producida por la unión directa o a través de una masa metálica de dos conductores de diferente potencial.

La sobretensión se define como un aumento de la tensión por encima de los valores asignados máximos en el circuito eléctrico. Puede ser causada por los siguientes fenómenos:

- Descargas eléctricas atmosféricas: Producidas por el impacto de un rayo.
- Conmutación: Causadas por máquinas de alto rendimiento y potencia o cortocircuitos en la red de alimentación que originan cambios de corriente muy elevados en pocas fracciones de segundo.
- Descargas electrostáticas: Por aproximación de cuerpos con diferente potencial electrostático.

Los dispositivos de protección contra sobreintensidades van alojados en cuadros de distribución o de mando y protección que veremos más adelante. Su función es la de interrumpir la alimentación cuando se detecte una intensidad superior a la nominal o de funcionamiento normal de los receptores.

Según el número de polos se clasifican en interruptores de corte unipolar, solamente abren un polo, e interruptores de corte omnipolar, que abren todos los polos a la vez. La normativa española obliga a que todos los dispositivos en instalaciones interiores sean de corte omnipolar.

##### 4.5.4.1 Fusibles

Su acción protectora frente a sobreintensidades se consigue a través de la fusión, por efecto Joule de un hilo o lámina metálica intercalada en la línea. Existiendo tres tipos de fusibles:

- Cartucho cilíndrico: Intensidades hasta 15 o 25 A.
- Tipo DO y D: Intensidades entre 15 y 100 A.
- De cuchilla o NH: Intensidades superiores a 150 A

Los fusibles se designan mediante dos letras, Figura [4.38], la primera en minúscula y la segunda en mayúscula, significando cada letra:

Designación Fusibles			
Primera letra		Segunda letra	
g	Uso general	F, T	Líneas
a	Uso de acompañamiento	M	Motores
		G	De uso general cables y conductores eléctricos
		Tr	Transformadores

Figura 4. 38 Designación de los fusibles

#### Curva de disparo de un fusible:

La característica de un fusible viene definida mediante una curva de respuesta donde se representa la intensidad soportada por el fusible en función del tiempo en el que se produce la fusión.

De la curva del fusible de la Figura [4.39] se extraen los siguientes parámetros:

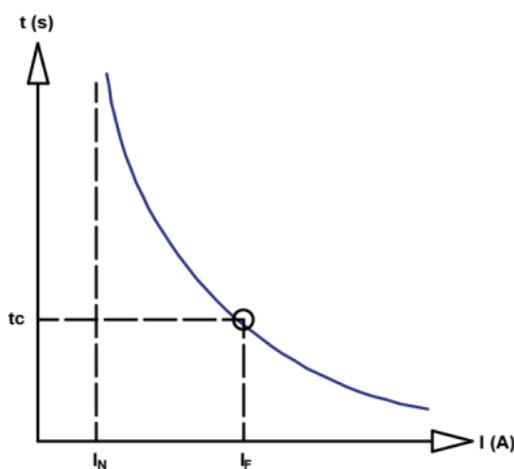


Figura 4. 39 Curva característica de un fusible

$I_N$ : Intensidad máxima que puede soportar el fusible en régimen permanente sin que se produzca la desconexión (A). También denominado calibre del fusible.

En la Figura [4.40] se pueden ver los valores típicos de calibres normalizados existentes en el mercado.

Calibres fusibles (A)							
2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Figura 4. 40 Tabla calibres generales de los fusibles (A)

$I_F$ : Intensidad de fusión ante sobrecargas en tiempo convencional (A). Corriente que asegura la fusión de fusible en un tiempo convencional. Esta intensidad viene determinada por la ecuación (11):

$$I_F = C_{FF} \cdot I_N \quad (11)$$

Siendo  $C_{FF}$  el coeficiente de fusión del fusible.

La Figura [4.41] muestra los valores tabulados de dicho coeficiente en función de la intensidad nominal del fusible.

Intensidad nominal del fusible $I_N$ (A)	Tiempo convencion al $t_c$ (h)	Coeficiente de fusión del fusible $C_{FF}$
$I_N \leq 4$ A	1	2,1
$4A < I_N \leq 16$ A	1	1,9
$16 A < I_N \leq 63$ A	1	1,6
$63 A < I_N \leq 160$ A	2	1,6
$63 A < I_N \leq 400$ A	3	1,6
$400 A < I_N$	4	1,6

Figura 4. 41 Tabla coeficiente  $C_{FF}$  en función de la intensidad nominal

### Criterios de selección de un fusible

En este apartado se exponen los criterios por los que se va a dimensionar los fusibles de nuestra instalación.

1. Calibre del fusible:

Se debe cumplir la ecuación (12):

$$I_C \leq I_N \leq I_{MAX} \quad (12)$$

$I_C$ : La intensidad de cálculo o la estimada de la instalación (A).

$I_N$ : Intensidad nominal o calibre del dispositivo del fusible (A).

$I_{MAX}$ : Intensidad máxima admisible que puede soportar el calibre (A).

## 2. Protección frente a sobrecargas:

Se debe cumplir la ecuación (13):

$$I_F \leq 1,45 \cdot I_{MAX} \quad (13)$$

O lo que es igual:

$$C_{FF} \cdot I_N \leq 1,45 \cdot I_{MAX}$$

**Dimensionado de los fusibles de la instalación**

Una vez establecidas las dos condiciones de cálculo, se procede a determinar los fusibles necesarios para nuestra instalación.

Los fusibles se instalarán en los cuadros de protecciones de corriente continua aguas arriba de los inversores.

Calculamos los fusibles necesarios para cada tirada de conductor de los strings, Figuras [4.42] y [4.43]:

Intensidad demandada (IC)	Calibre normalizado de 6mm <sup>2</sup> (A)	IC ≤ IN ≤ I <sub>MAX</sub> (IN)	IF ≤ 1,45·I <sub>MAX</sub>	IF = CFF·IN
13.14	41	16	59	26
13.14	41	16	59	26
13.14	41	16	59	26
13.14	41	16	59	26
12.41	41	16	59	26
12.41	41	16	59	26
12.41	41	16	59	26

Figura 4. 42 Calibre fusibles para los strings del inversor 1

Intensidad demandada (IC)	Calibre normalizado de 6mm <sup>2</sup> (A)	IC ≤ IN ≤ I <sub>MAX</sub> (IN)	IF ≤ 1,45·I <sub>MAX</sub>	IF = CFF·IN
10.95	41	16	59	26
10.95	41	16	59	26
10.95	41	16	59	26
10.95	41	16	59	26
10.95	41	16	59	26
10.95	41	16	59	26
10.95	41	16	59	26

Figura 4. 43 Calibre fusibles para los strings del inversor 2

Como vemos, cumple las dos condiciones de elección del fusible y protección de sobrecargas se cumple para los fusibles de 16 A. Para instalar este tipo de fusibles, el portafusibles comercial que es necesario es el de 25 A.

Por lo que se instalarán portafusibles de 25 A con fusibles de 16 A para todos los conductores de los strings.

#### 4.5.5 Magnetotérmicos

Se les denomina así porque pueden interrumpir el circuito de alimentación de dos formas diferentes, mediante el efecto térmico, que protege contra sobrecargas. Su funcionamiento se basa en una lámina bimetálica que se deforma debido al calentamiento producido por la sobreintensidad de la sobrecarga y abre circuito. Son de menor respuesta, llevando segundos e incluso minutos. Y el efecto electromagnético, que protegen contra cortocircuitos. El disparo se produce por efecto de un campo magnético generado por el paso de una sobrecorriente por una bobina. Estos son de efecto inmediato (milisegundos).

Los magnetotérmicos se eligen atendiendo a las siguientes características:

**Calibre:**

Se define como la intensidad nominal a la que debe abrirse el circuito. Existe una serie de calibres normalizados en el mercado, los más extendidos son los expuestos en la Figura [4.44]:

Calibres normalizados (A)										
6	10	16	25	32	40	50	63	80	100	1255

*Figura 4. 44 Calibres normalizados para magnetotérmicos*

**Curvas de funcionamiento o disparo:**

Representan el tiempo de desconexión en función de la intensidad detectada. En estas curvas se observan tres zonas diferenciadas según sea la intensidad que recorre el circuito:

- Zona de sobretensiones: Para intensidades próximas a la nominal ( $I_N$ ).
- Zona de cortocircuito: Valores elevados de intensidad ( $I > I_N$ ).
- Zona mixta: Zona de transición.

Según sean las bandas de tolerancia del interruptor podemos escoger entre diferentes tipos de curvas. Siendo las más características las que se ven en la Figura [4.45]:

<b>Tipos</b>	<b>Límite de disparo ante cortocircuito (I/IN)</b>	<b>Aplicaciones</b>
Curva B	3-5	Protección de generadores, personas, cables de gran longitud
Curva C	5-10	Protección de circuitos de alumbrado, tomas de corriente. Aplicaciones generales.
Curvas D y K	10-14	Protección de receptores con fuertes puntas de arranque, transformadores.
Curva Z	2,4-3,6	Protección de circuitos electrónicos.
Curva MA	12	Protección de arranque de motores y aplicaciones específicas.
Curva ICP-M	5-8	Protección de la instalación como interruptor de control de potencia. Uso general como curva C.

Figura 4. 45 Tipos de curvas de los magnetotérmicos

**Poder de corte (PdC):**

Es el valor límite de intensidad que puede soportar el dispositivo de protección sin que sufra daños como consecuencia del arco eléctrico generado entre sus contactos a la hora de abrirse. Este valor deberá ser superior a la máxima intensidad que se puede producir en el punto previsto del circuito y que es la de cortocircuito, ecuación (14):

$$PdC > I_{CC} \quad (14)$$

A la hora de determinar el poder de corte se pueden dar dos situaciones posibles. La primera, el transformador de distribución no está en el edificio o próximo a la instalación. Por lo que el calibre escogido determina un PdC adecuado. Y la segunda, el transformador está ubicado en el mismo edificio o muy próximo, por lo que la intensidad de cortocircuito (ICC) deberá ser calculada para escoger el PdC del dispositivo.

### **Selectividad y fijación:**

La selectividad asegura que se abra el interruptor más próximo al defecto, mediante dos formas posibles:

- Selectividad cronométrica: El interruptor aguas abajo debe cortar el circuito en un tiempo inferior al que está aguas arriba para una misma sobreintensidad.
- Selectividad amperimétrica: El interruptor aguas abajo debe cortar el circuito antes de que lo haga el interruptor aguas arriba para el cortocircuito.

Existen por lo tanto dos maneras de conseguir la selectividad entre los dispositivos de protección. La primera es eligiendo mayores diferencias de calibres con los que están aguas arriba de la instalación. Y la segunda, regulando el tiempo de disparo si el interruptor es regulable.

La filiación permite el empleo de un interruptor con un PdC inferior a la corriente de cortocircuito en el punto previsto, con la condición de que exista otro dispositivo de protección instalado aguas arriba con PdC superior. Esto se traduce en un ahorro económico, sobre todo en grandes instalaciones.

Es como si se asociaran ambos interruptores y permitiesen un PdC superior. Estas asociaciones las dan normalmente los fabricantes de los dispositivos.

### **Intensidad de cortocircuito:**

Para la obtención de la corriente de cortocircuito se utilizará un método simplificado, ecuación (15), ya que normalmente se desconoce la impedancia del circuito de alimentación a la red (impedancias del transformador, de la red de distribución y acometida).

Considerando las siguientes hipótesis para calcular dicha impedancia.

- La tensión de suministro cae un 20% de su valor cuando aparece el defecto.
- Se considera la tensión entre fase y neutro (aunque el circuito sea trifásico) por ser un cortocircuito entre fase y tierra la situación más desfavorable.
- Temperatura de los conductores 20°C para el cálculo de conductividades. Con esto consideramos impedancias menores en los cables.

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot U}{Z} = \frac{0,8 \cdot U}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (15)$$

Siendo:

$I_{CC}$ : Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado (A).

U: Tensión de alimentación fase-neutro (V).

Z: Suma de las impedancias de los conductores entre el punto considerado y la Caja General de Protección ( $\Omega$ ).

R: Suma de las resistencias de los conductores entre el punto considerado y la Caja General de Protección ( $\Omega$ ).

X: Suma de las reactancias inductivas de los conductores entre el punto considerado y la Caja General de Protección ( $\Omega$ ).

Por lo general se puede tomar las suposiciones recogidas en la siguiente Figura [4.46]:

Sección	Reactancia Inductiva (X)
S ≤ 120 mm <sup>2</sup>	X = 0
S = 150 mm <sup>2</sup>	X = 0,15 R
S = 185 mm <sup>2</sup>	X = 0,20 R
S = 240 mm <sup>2</sup>	X = 0,25 R

Figura 4. 46 Reactancia en función de la sección del conductor

La resistencia para cada tramo se determina con la ecuación (16):

$$R = \rho \cdot (1 + m) \cdot \frac{L}{S} = (1 + m) \cdot \frac{L}{\sigma \cdot S} \quad (16)$$

Donde:

R: Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).

$\rho$ : Resistividad del conductor ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).

L: Longitud del conductor (m).

S: Sección del conductor de fase ( $\text{mm}^2$ ).

$\sigma$ : Conductividad del conductor  $\text{m}/\Omega\text{mm}^2$ ).

m: Relación entre la resistencia del conductor neutro y del conductor de fase. Si la sección del conductor neutro es igual a la sección de conductor de fase, m=1.

La resistencia de la línea estaría formada por la suma de resistencias del conductor de fase más el neutro:

$$S_{NEUTRO} = \frac{S_{FASE}}{m}$$

$$R_{LÍNEA} = R_{FASE} + R_{NEUTRO} = \frac{\rho \cdot L}{S_{FASE}} + \frac{\rho \cdot L}{S_{NEUTRO}} = \frac{\rho \cdot L}{S_{FASE}} + \frac{m \cdot \rho \cdot L}{S_{FASE}}$$

$$R_{LÍNEA} = \rho \cdot (1 + m) \cdot \frac{L}{S_{FASE}}$$

La norma IEC 60947-2, regula los interruptores automáticos para aplicaciones industriales, protegiendo la distribución de energía eléctrica hasta 1.000 V en corriente alterna y 1.500 V en corriente continua.

En cuanto a la norma IEC 60898-1 se relaciona con la corriente alterna e interruptores de circuito de baja tensión (MCB). El estándar establece que la corriente nominal máxima sea de 125 A, mientras que la más baja sea de 6 A. Podemos observar las principales diferencias entre normas en la Figura [4.47].

MCBs características	IEC 60898-1	IEC 60947-2
Intensidad nominal IN	6-125 A	0,5-160 A
Tensión Nominal Ue	400 V	440 V, 500V, 690 V
Tensión de impulso	4 kV	6 kV o 8 kV
Grado de contaminación	2	3
Curvas	B, C, D	B, C, D, K, Z, MA
Corriente aplicada	AC	AC o CC

Figura 4. 47 Diferencias entre IEC 60898-1 e IEC 60947-2

Los magnetotérmicos seleccionados para nuestra instalación serán por lo tanto de 4 polos, tres líneas de tensión y neutro, capaces de soportar la intensidad que circula por los conductores que protegen. Por lo que para los diferenciales magnetotérmicos del cuadro de protecciones de corriente alterna, se instalarán dos magnetotérmicos de 80 A, uno por cada salida de inversor.

#### 4.5.6 Interruptores Diferenciales

Son los elementos que interrumpen la alimentación cuando hay un defecto a tierra. Por tanto, protegen la instalación de derivaciones a tierra y a las personas de contactos directos o indirectos. La selección de los interruptores diferenciales se hará teniendo en cuenta los siguientes criterios.

##### 4.5.6.1 Intensidad nominal o calibre:

Es la corriente máxima que puede soportar el dispositivo sin deteriorarse. Los calibres normalizados más utilizados son los que se ven en la Figura [4.48]:

Calibres Normalizados (A)							
12	25	32	40	63	80	100	125

Figura 4. 48 Calibres normalizados

Para la selección del calibre tendremos en cuenta la situación del diferencial: Situado aguas abajo del interruptor magnetotérmico: Se elige una corriente nominal del diferencial ( $I_{nd}$ ) superior o igual a la máxima que puede soportar el circuito:

$$I_{nd} \geq I_{MAX}$$

Situado aguas arriba de un grupo de circuitos protegidos por magnetotérmicos del mismo número de polos que el diferencial. En este caso se escogerá un calibre normalizado que cumpla la siguiente condición:

$$I_{nd} \geq F_u \cdot F_s \cdot \sum I_{ni}$$

Donde:

$I_{nd}$ : Intensidad nominal diferencial (A).

$F_u$ : Factor de utilización del conjunto de circuitos aguas abajo.

$F_s$ : Factor de simultaneidad del conjunto de circuitos aguas abajo.

$I_{ni}$ : Intensidad nominal o calibre de cada uno de los magnetotérmicos (A).

#### 4.5.6.2 Corriente diferencial nominal o sensibilidad nominal ( $I_{AN}$ )

Representa el valor mínimo de la corriente de defecto para que se produzca el disparo del diferencial.

La Figura [4.49] muestra una clasificación de los diferenciales en función de su sensibilidad.

Clasificación		
Tipo	Sensibilidad (mA)	Valor máximo de IAN (mA)
Muy alta sensibilidad	$IAN \leq 10$ A	10
Alta sensibilidad	$10 < IAN \leq 30$	30
Sensibilidad media	$10 < IAN \leq 500$	300-500
Baja sensibilidad	$500 < IAN$	1000

Figura 4. 49 Valores máximos de Intensidad nominal en función de la sensibilidad

#### 4.5.6.3 Número de polos

En función del número de polos de la instalación se escogerá entre:

- Diferencial bipolar: Protege línea monofásica (fase + neutro).
- Diferencial tetrapolar: Protege línea trifásica (3 fases + neutro).

En nuestra instalación se instalarán los diferenciales aguas abajo de los magnetotérmicos del cuadro de protección de corriente alterna. Para el dimensionamiento de estos, calculamos la intensidad nominal del diferencial ( $I_{nd}$ ), ecuación (17):

$$I_{nd} \geq I_{MAX} \quad (17)$$

Se instalarán unos diferenciales tetrapolares de 100 A (calibre inmediatamente superior) de 300 mA de sensibilidad.

#### 4.5.7 Interruptor automático regulable de caja moldeada:

Para la selección del interruptor de caja moldeada se tendrá en cuenta que la intensidad nominal que circulará por él será la suma de las intensidades de salida de los inversores que previamente ha pasado por los magnetotérmicos y diferenciales correspondientes. Por lo que dicha caja moldeada debe soportar **160 A**.

#### 4.5.8 Cuadro de protecciones de corriente continua:

En nuestra instalación habrá dos cuadros de protecciones de corriente continua, inmediatamente aguas arriba de los inversores, donde irán localizados los portafusibles y fusibles de protección de corriente continua previamente determinados. Como se ha visto en apartados anteriores, se ha demostrado que los fusibles necesarios para cada línea es de 16 A con un portafusibles de 25 A. Encontraremos por lo tanto en el cuadro de protección de corriente continua del primer inversor 16 portafusibles de 25 A, ya que tenemos 8 strings, con sus correspondientes positivos y negativos, (8 de cada).

En el segundo cuadro de protecciones de corriente continua inmediatamente aguas arriba del segundo inversor, se instalarán 14 portafusibles del mismo tipo, ya que en este entran 7 strings con 7 conductores positivos y 7 negativos.

#### 4.5.9 Cuadro de protecciones de corriente alterna:

En la instalación habrá un cuadro de protecciones de corriente alterna, inmediatamente aguas abajo de los inversores, uno por cada inversor, donde irán localizados los magnetotérmicos, diferenciales y el interruptor automático regulable en caja moldeable con relé diferencial. Las protecciones de este vendrán determinadas por la intensidad que circulará por ellas. Los interruptores magnetotérmicos serán de cuatro polos (4P) y 80 A.

Los diferenciales escogidos serán también de 4P con intensidad nominal 80 A.

#### 4.6 Cálculos estructurales

En esta parte del TFG se realizará un estudio de cargas de estructura fotovoltaica, teniendo en cuenta el Código Técnico de la Edificación (CTE), para las acciones del viento sobre la estructura de la instalación.

##### 4.6.1 Acción del viento

Por lo general la acción del viento se puede considerar perpendicular a la superficie, o presión estática, ecuación (18):

$$q_c = q_b \cdot C_e \cdot C_p \quad (18)$$

Siendo:

$q_b$  La presión dinámica del viento.

$C_e$  El coeficiente de exposición.

$C_p$  El coeficiente eólico o de presión exterior.

$$q_c = 0,42 \text{ kN/m}^2 \cdot 1,34 \cdot 1,7 = 0,96 \text{ kN/m}^2 = 97,89 \text{ kg/m}^2$$

Para calcular la presión dinámica, se puede tomar como valor simplificado, que, en cualquier punto del territorio español, es de  $0,5 \text{ kN/m}^2$ .

No obstante, para obtener un valor más aproximado, usaremos los datos del documento básico SE-AE de seguridad estructural Acciones en la edificación, ajeno D. Acción del viento, en función del emplazamiento geográfico de la obra. El valor de la presión dinámica del viento, ecuación (19):

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot V_b^2 \quad (19)$$

El valor básico de la velocidad del viento corresponde al valor característico de la velocidad media del viento a lo largo de un periodo de 10 minutos, tomada una zona plana y desprotegida frente al viento a una altura de 10 m sobre el suelo. El valor característico de la velocidad del viento mencionada queda definido como aquel valor cuya probabilidad anual de ser sobrepasado es de 0,02.

La densidad del aire depende de la altitud, la temperatura ambiental y de la fracción del agua en suspensión. En general puede adoptarse el valor de  $1,25 \text{ kg/m}^3$ .

El valor básico de la velocidad del viento en cada localidad puede obtenerse del mapa (figura más abajo). El de la presión dinámica es, respectivamente 0,42 kg/m<sup>2</sup>, 0,45 kg/m<sup>2</sup> para las zonas A, B y C de dicho mapa, Figura [4.50].



Figura 4. 50 Velocidad básica del viento por zonas

Por lo que el valor de la velocidad el viento,  $V_b$  en Valladolid es de 26 m/s.

Aplicando la expresión anterior, el valor de la presión dinámica del viento, resulta:

$$q_b = 0,5 \cdot 1,25 \cdot 26^2 = 0,42 \text{ kN/m}^2$$

El coeficiente de exposición,  $C_e$ , ecuación (20), para alturas sobre el terreno no mayores de 200 m.

$$C_e = F \cdot (F + 7k) \tag{20}$$

Donde el factor F se determina con la ecuación (21):

$$F = k \cdot \ln(\max(z, Z/L)) \tag{21}$$

Siendo z la altura del emplazamiento, en nuestro caso más de 10m.

$$\max(z, Z) = \max(5,0,3)$$

Por lo que el grado de aspereza del entorno queda como:

$$F = 0,22 \cdot \ln\left(\max\left(\frac{5}{0,3}\right)\right) = 0,62$$

Obtenemos que el coeficiente de exposición es:

$$C_e = 0,62 \cdot (0,62 + 7 \cdot 0,22) = 1,34$$

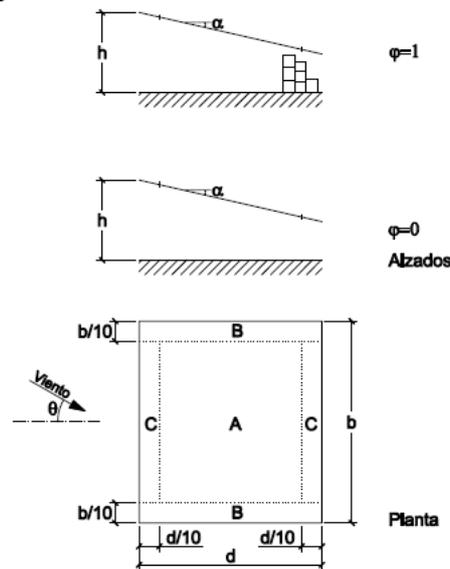
Siendo k, L, Z parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la siguiente Figura [4.51].

Grado de aspereza del entorno		Parámetros		
		k	L (m)	Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1
II	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5
V	Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1	10

Figura 4. 51 Parámetros k, L y Z

Por último, calculamos el coeficiente eólico o de presión interior,  $C_p$ . Este coeficiente depende de la dirección relativa del viento, de la forma del edificio y de la posición del elemento considerado y de su área de influencia. El coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerando, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción. No obstante, obtendremos un valor más preciso mediante la norma del CTE, considerando los módulos solares fotovoltaicos como una marquesina. Para ello, utilizaremos la Figura [4.52] considerando la estructura de los módulos fotovoltaicos como una marquesina a un agua. En todas ellas la variable A se refiere al área de influencia del elemento o punto considerado.

Tabla D.10 Marquesinas a un agua



		Coeficientes de presión exterior			
		$C_{p,10}$			
Pendiente de la cubierta $\alpha$	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción $\varphi$	Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Figura 4. 52 Grado de obstrucción del flujo del viento

Siendo  $\varphi$  el grado de obstrucción del flujo del viento por debajo de una marquesina, definido como la relación entre el área obstruida y el área de la sección total bajo la marquesina. Ambas áreas se consideran en un plano perpendicular a la dirección del viento.

Considerando la zona C, la más desprotegida y por ende la hipótesis más conservadora, se toma como valor válido. Obteniendo un coeficiente eólico de 1.7 para una pendiente de la cubierta de 20°.

Recopilando la información anterior obtenemos que la carga del viento, ecuación (18) es:

$$q_c = 0,42 \cdot 1,34 \cdot 1,7 = 0,96 \text{ kN/m}^2$$

$$q_c = 97,89 \text{ kN/m}^2$$

#### 4.6.2 Cargas sobre la cubierta:

Una vez se ha calculado la presión estática, comprobaremos que la estructura sobre la que se montarán los módulos fotovoltaicos será capaz de soportar la fuerza del viento anteriormente calculada.

Los módulos se instalarán sobre un perfil de aluminio anodizado que se fijará a la cubierta sobre las correas de la nave. Consideraremos despreciable el peso de la perfilería respecto a la de las placas y las vigas.

Los módulos fotovoltaicos como ya hemos visto tienen unas dimensiones de 2.108 x 1,048 m<sup>2</sup> con un peso de 25,0 kg, por lo que el peso de la placa por metro cuadrado será de 11,31 kg/m<sup>2</sup>.

Considerando el caso más desfavorable sobre la estructura de la cubierta, en el que la acción del viento presione la estructura sobre la cubierta, la sobrecarga sobre la cubierta sería de:

- Acción del viento sobre la cubierta  $q_e = 97,89 \text{ kg/m}^2$
- Peso total de los módulos fotovoltaicos = Pt = 11,31 kg/m<sup>2</sup>
- SD =  $q_e + Pt = 97,89 + 11,31 = 109,2 \text{ kg/m}^2$

La cubierta donde se va a realizar la instalación es una cubierta accesible con 20° de pendiente, por lo que se requiere una carga uniforme de uso de 1kN/m<sup>2</sup>. La carga extra que debe soportar la nave es la del propio peso de los paneles, con lo que equivale a 0,11 kN/m<sup>2</sup>, sabiendo que en la construcción del edificio se contempló un valor superior a 1 kN/m<sup>2</sup>, esto garantiza una carga de uso uniforme y concentrada dentro de los límites establecidos por el CTE.

#### 4.7 Cálculo de la puesta a tierra

En este apartado se calculará el número de picas necesarias, así como el diseño de la pica escogida. Todas las instalaciones eléctricas deben ir equipadas con redes de tierra como medida de protección contra contactos indirectos. Las instalaciones de puesta a tierra se han de realizar según la ITC-BT-18 del REBT(*guia\_bt\_18\_oct05R1.pdf*, s. f.). La resistencia máxima de puesta a tierra se establece con un valor de 15 Ω para edificios con pararrayos.

Este valor se ha de alcanzar usando como electrodo de tierra, picas hincadas directamente en el terreno, unidas entre sí y a su vez.

Las características de las picas son:

Barras de acero cobreado de 250 $\mu$ , de 2,2 m de longitud, y diámetro mayor a 14 mm.

En la tabla 4 de la ITC-BT-18 [GUÍA-BT-18]. , Figura [4.53], valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno, se extrae un valor de entre 50 y 500  $\Omega \cdot m$ , por lo que se usa un valor medio de unos  $\rho = 300 \Omega \cdot m$  para realizar el prediseño de la resistencia de puesta a tierra.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Figura 4. 53 Valores medios de resistividad

El cálculo de la resistencia de puesta a tierra corresponde a la siguiente ecuación (22):

$$R = K \cdot \frac{\rho}{n \cdot L} \quad (22)$$

Siendo:

R: La resistencia de toma de tierra.

$\rho$ : El coeficiente de resistividad del terreno.

K: Coeficiente (D/L) siendo D la distancia entre picas y L la longitud de la pica.

L: La longitud de cada pica.

N: El número de picas utilizadas.

De la ecuación (22) despejamos el valor de n, para obtener el número de picas necesarias ecuación (23), obteniendo:

$$n = \frac{D}{L} \cdot \frac{\rho}{D \cdot L} \quad (23)$$



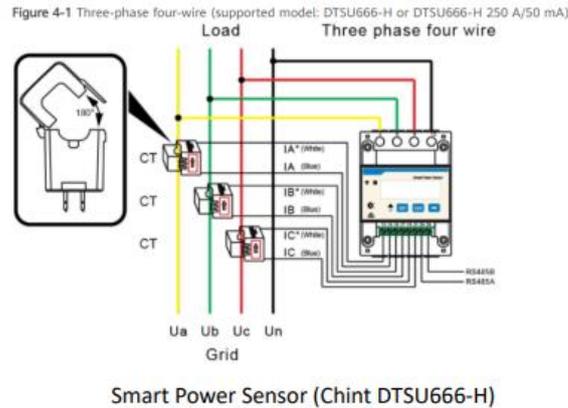


Figura 4. 55 Conexión de vatímetro con transformadores [Huawei]

Para poder obtener los consumos con sus gráficas se debe conectar el vatímetro compatible con los inversores Huawei al SmartLogger que a su vez este se conecta al inversor maestro de los dos existentes en nuestra instalación fotovoltaica. Una vez conectado el inversor maestro y el vatímetro al SmartLogger, este se conecta mediante puerto Ethernet, conectividad Wifi o conectividad 2G/3G/4G (Tarjeta SIM) para poder tener una monitorización de la instalación. El SmartLogger permite la comunicación

Para nuestra instalación de dos inversores modelos SUN2000-50KTL-M3, dispondrá de un sistema SmartLogger 3000A y vatímetro DTSU666-H para poder llevar un monitoreo constante de la instalación y así poder ver cuando está autoconsumiendo, excediendo o consumiendo de red, así como en caso de falla o error de la instalación poder detectarlo con rapidez para poder solucionarlo y no tener pérdidas de producción, cumpliendo una de las exigencias de la empresa y objetivo de este TFG.

#### Vatímetro DTSU666-H:

El vatímetro medidor trifásico DTSU666-H, Figura [4.56] está diseñado para monitorización de potencia y medición de energía en instalaciones fotovoltaicas trifásicas.



Figura 4. 56 Vatímetro DTSU666-H [Huawei]

Pertenece a una generación de instrumentación inteligente y programable, integrada con funciones de medida y comunicación, principalmente para ser usada en mediciones en tiempo real y visualización de parámetros eléctricos.

Las características del vatímetro Smart Power Sensor DTSU666-H trifásico:

- Sigue el estándar DIN para montaje en rail: DIN35mm.
- Cuenta con una pantalla LCD.

- Parámetros de medida: Voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia etc.
- Comunicación.

Para el conexionado del vatímetro, se debe tener en cuenta los trafos que se deben conectar a las secciones de cable que van desde el contador al cuadro principal de la instalación para poder medir la corriente que pasa a través de estos y así obtener las curvas de consumo de nuestra instalación fotovoltaica. Para ello se deberá tener en cuenta los diámetros de las secciones de la Figura [4.57]:

Seccion (mm <sup>2</sup> )	Espesor aislamiento (mm)	Diametro (mm)	Resistencia a 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

Figura 4. 57 Secciones que permite conectarse con vatímetro [Huawei]

Como vemos, para los diámetros de las secciones que dispone nuestra instalación no tendríamos problema en instalar este vatímetro, por lo que se instalará este modelo DTSU666-H.

**SmartLogger 3000A:**

- Gestión de más de 10 inversores
- Para autoconsumo de potencia contratada superior a 250 A por fase.
- Para acometidas de sección superior a 150 mm<sup>2</sup>
- Cuando se quieran añadir sensores ambientales.
- Cuando se quiera gestionar la inyección 0 conforme al RD 244/2019 siempre que haya más de un inversor en la instalación.



*Figura 4. 58 SmartLogger 3000 A [Huawei]*

#### 4.9 Resumen de la instalación

Se instalará una instalación fotovoltaica con estructura fija de perfil continuo, de 100 kW de potencia de salida en corriente alterna trifásica, ubicado en la cubierta de una nave existente, produciendo una energía eléctrica que será autoconsumida por la propia nave, pudiendo vender los excedentes generados. Dicha instalación se compone de 243 módulos solares fotovoltaicos de 450 Wp. obteniéndose una potencia total de 109,35 kWh. El modelo de panel fotovoltaico escogido es de la marca Sharp, modelo NU-JD450, Figura [4.59].

<b>Módulo fotovoltaico</b>	
Marca	Sharp
Modelo	UN-JD450
Tipo	Monocristalino
Células por módulo	144
Potencia máxima	450 Wp
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,35 V
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp)	41,56 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	10,83 A
Intensidad de cortocircuito (Isc)	11,61 A
Eficiencia del módulo	20,37%
Coeficiente de temperatura (Isc)	+ 0,057 %/°C
Coeficiente de temperatura (Voc)	- 0,263 %/°C
Coeficiente de temperatura (Pmax)	- 0,347 %/°C
Tensión máxima	1500V DC
Longitud	2018 mm
Anchura	1048 mm
Peso	25,0 kg
Profundidad	35 mm

Figura 4. 59 Características módulo UN-JD450

Los módulos llevarán de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre del fabricante, potencia pico, así como una identificación del número de serie trazable a la fecha de fabricación. Se instalarán los 243 paneles fotovoltaicos sobre cubierta de teja mixta con estructura de carriles metálicos de aluminio de alta resistencia sobre las correas de la cubierta, de forma coplanar para no generar sombras entre placas. Los módulos llevarán diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrá un grado de protección IP65.

Se emplearán dos inversores HUAWEI de 50.000 W de potencia nominal cada uno. Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta

operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo, como encendido y apagado.

Los inversores propuestos son de la marca HUAWEI modelos SUN2000-50KTL-M3 con las siguientes características, Figura [4.60]:

<b>Inversor</b>	
Máximo voltaje de entrada	1100V
Rango de voltaje de funcionamiento MPPT	200 V - 1000 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	30 A
Intensidad de cortocircuito máxima por MPPT	40 A
Voltaje de arranque	200 V - 1000 V
Número de entradas	8
Número de MPPTs	4
Potencia nominal AC	50.000 W
Voltaje nominal de salida	230 V / 400 V
Frecuencia nominal AC	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	72,2 A
Intensidad máxima de salida	79,8 A
Máxima distorsión armónica total	<3%
Eficiencia europea	0,98
Dimensiones (AnxAIXL)	640x530x270 mm
Grado de protección	IP66

Figura 4. 60 Características inversor SUN2000-50KTL-M3

En esta instalación se han conectado 15 strings divididos en dos grupos de 7 y 8 strings conectados a los dos inversores de 50 kW, esta distribución de strings se puede ver en el plano correspondiente del Anexo C. De esta forma, se consiguen las tensión e intensidad deseada para el funcionamiento de la instalación.

Como hemos visto con anterioridad, la instalación constará de 243 paneles fotovoltaicos sobre cubierta, con una potencia de 450 Wp y dos inversores de 50 kW de potencia nominal cada uno

La potencia instalada de paneles fotovoltaicos es de 109,35 kWp y la potencia nominal de la instalación es de 100 kW.

Se dispondrá de dos inversores trifásicos, Figura [4.61], que convertirán la energía eléctrica producida por el campo fotovoltaico, en energía alterna trifásica a cuatro hilos (tres fases y neutro), con un voltaje entre fases de 400 Vac.

Inverores	Num strings		MMP	Num paneles por string
INV 1	String	1	1	18
	String	2	1	18
	String	3	2	18
	String	4	2	18
	String	5	3	17
	String	6	3	17
	String	7	4	17
INV 2	String	8	1	15
	String	9	1	15
	String	10	2	15
	String	11	2	15
	String	12	3	15
	String	13	3	15
	String	14	4	15
	String	15	4	15

Figura 4. 61 Configuración de paneles por String e Inversor

La distribución del cableado es a través de los polos separados recogidos directamente en cada inversor, evitando los posibles contactos de los polos.

Los grupos de paneles se conectarán a cada inversor mediante líneas canalizadas en canaleta sobre la cubierta de la nave, bajando por el exterior en tubo de cobre en fachada, entrando al interior por cazo para conectarse al inversor correspondiente.

El cableado que conecta los diversos módulos fotovoltaicos se realizará al aire, abrazados a la estructura mediante elementos de sujeción adecuados que no perjudiquen el conductor ni dañen la estructura.

Además, se dispondrá de un conductor neutro desde la salida de cada uno de los dos inversores, siendo el sistema en la parte de corriente alterna, trifásico de tres fases y neutro.

#### 4.9.1 Características eléctricas de las líneas

En este proyecto tendremos una línea de acometida que partirá del Cuadro General de Baja Tensión de la nave y finalizará en el Cuadro de Embarrado de Fotovoltaica.

La línea proyectada para el servicio será trifásica y de un solo circuito.

Utilizaremos un conductor RZ1-K (AS) 0,6/1 kV libre de halógenos de 6x25 mm<sup>2</sup> Cu, canalizado mediante canaleta sobre cubierta y tubo para la bajante de la pared y entrada en interior hasta los cuadros de protecciones de corriente continua de los inversores.

La potencia máxima a transportar en corriente alterna en este tramo de la línea será de 50 kW, por cada inversor, es decir 100 kW en total.

Utilizaremos un conductor RZ1-K (AS) 0,6/1 kV libre de halógenos de 6x70 mm<sup>2</sup> Cu, canalizado mediante bandeja perforada, de 10 metros de longitud para unir el tramo comprendido entre la salida de cada inversor, pasando por el cuadro de protección de corriente alterna.

La potencia máxima a transportar en corriente alterna en este tramo de la línea será de 100 kW.

Desde el Cuadro General de BT de la nave se da servicio a los consumos de esta y el suministro de energía lo realiza la compañía suministradora correspondiente, a la tensión de 400 V entre conductores, que corresponden a una tensión de 230 V entre conductores y tierra, a una frecuencia de 50 Hz.

Tanto durante la construcción como después, en la conservación, se observarán las normas de los vigentes Reglamentos Electrotécnicos y las de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

#### **4.9.2 Previsión de cargas**

La potencia instalada de la instalación será de 100 kW, exclusivamente del generador fotovoltaico, según proyecto de Baja Tensión que más adelante se describe, y será de 109.350 W<sub>p</sub> (dos inversores de 50 kW para 243 módulos fotovoltaicos).

#### **4.9.3 Situación y trazado**

Toda la instalación que compone el campo fotovoltaico se encontrará dentro de los límites de la nave seleccionada, ver plano correspondiente en el Anexo C. El cableado entre paneles se realizará mediante canalizaciones pudiendo encontrarse en el mismo tubo o en el mismo compartimento de canal si todos los conductores están aislados para la tensión asignada más elevada.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de manera que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa, por lo que se mantendrán separadas por una distancia conveniente. Todas las canalizaciones se dispondrán de manera que se facilite su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones, para así poder realizar la identificación de sus circuitos y elementos para su reparación, modificación, etc.

Todos los pasos de canalizaciones a través de elementos de construcción, tales como muros, tabiques y techos deberán estar protegidas contra el deterioro mecánico, las acciones químicas y efectos de la humedad.

Se dispondrán dos inversores trifásicos, que convertirán la energía eléctrica de corriente continua procedente del campo fotovoltaico a corriente alterna trifásica con un voltaje entre fases (tres fases y un neutro) de 400 V.

Seguidamente la salida de los inversores se conectará a un cuadro de protección de corriente alterna correspondiente para aguas abajo unirse al cuadro general.

En cada cuadro general fotovoltaico, situado anexo al inversor correspondiente se dispondrá de un equipo vigi de 4 polos (Interruptor diferencial), de 100 A y 300 mA. Este actúa a modo de interruptor general, permitiendo la desconexión total o parcial de la instalación fotovoltaica.

En los cuadros generales de fotovoltaica se incorporan las protecciones de los inversores.

Los conductores unipolares utilizados en la instalación de Baja Tensión tienen las siguientes características:

**Líneas exteriores:**

Las líneas desde cada panel fotovoltaico se realizarán con cables H1Z2Z2-K 1500 V CU diseñado para instalaciones fotovoltaicas. La canalización se llevará a cabo en canaletas aislantes con tapa de acero por sus buenas características técnicas.

**Líneas Interiores:**

Las líneas interiores de corriente alterna se realizarán con cable RZ1-K-0,6/1 kV canalizado mediante tubo de PVC.



## 5. PRESUPUESTO

En este apartado se expone el precio de la instalación, contando los elementos que componen la instalación con las cantidades y el importe total, así como el presupuesto de la realización del proyecto.

### 5.1 Presupuesto de la instalación

Presupuesto de la instalación fotovoltaica.

#### 5.1.1 Instalación paneles fotovoltaicos

Suministro e instalación de módulos fotovoltaicos SHARP SOLAR modelo UN-JD450 o similares características; incluso recepción, descarga, y tajos relacionados con la instalación de paneles en cubierta. Incluyendo pequeño material, totalmente instalados según proyecto.

#### 5.1.2 Instalación de dos inversores SUN2000-50KTL-M3

Instalación de 2 inversores fotovoltaicos HUAWEI modelos SUN2000-50KTL-M3 o similares características; incluso recepción, descarga, y tajos relacionados con la instalación de inversor en cubierta. Incluyendo pequeño material, totalmente instalados según proyecto.

#### 5.1.3 Estructura soporte módulos fotovoltaicos

Instalación de estructura soporte coplanar para módulos fotovoltaicos en cubierta de teja mixta compuesta por perfiles o carriles metálicos, bien de acero laminado con una protección corrosiva mediante un galvanizado en caliente de espesor mínimo de 100 micras, o bien de aluminio de alta resistencia; más grapas metálicas de aluminio de forma de "Z" u "omega"; más tornillería de acero inoxidable. Incluyendo pequeño material, totalmente instalados según proyecto.

#### 5.1.4 String 1x6 mm<sup>2</sup>

Suministro e instalación de circuito eléctrico con conductor RV-K 0,6/1 kV 1x6 mm<sup>2</sup> Cu, bajo tubo o canal de PVC resistente a la intemperie. Incluso p/p de accesorios, terminales y elementos de sujeción. Totalmente instalado, incluso conexionado. Ejecutado según REBT 2002 y sus ITC.

#### 5.1.5 Cuadro de protección y maniobra C.C

Suministro e instalación de cuadro de protecciones en corriente continua con grado de protección IP66 y con la aparamenta indicada en el esquema unifilar. Incluso p/p de accesorios y elementos de sujeción. Totalmente instalados, incluso conexionado. Ejecutado según REBT 2002 y sus ITC.

#### **5.1.6 Circuito Corriente Alterna inductor Cuadro de protección**

Suministro e instalación de circuito eléctrico con conductor RV 0,6/1 kV 2x50 mm<sup>2</sup> Cu, bajo tubo o canal de PVC resistente a la intemperie. Incluso p/p de accesorios y elementos de sujeción. Totalmente instalado, incluso conexionado. Ejecutado según REBT 2002 y sus ITC.

#### **5.1.7 Circuito línea evacuación**

Suministro e instalación de circuito eléctrico con conductor RV 0,6/1kV de 1x95 mm<sup>2</sup> Cu, bajo tubo o canal de PVC resistente a la intemperie. Incluso p/p de accesorios y elementos de sujeción. Totalmente instalado, incluso conexionado. Ejecutado según REBT 2002 y sus ITC.

#### **5.1.8 Puesta a Tierra**

Suministro e instalación de toma de tierra compuesta por electrodos de picas de 14 mm de diámetro, de acero cobreado de 2,2 m de longitud cada una, hincadas en el terreno, unidas con cable conductor horizontal de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de sección enterrado a una profundidad de 0,5 m, conectadas a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso replanteo, excavación para arqueta de registro y el cable conductor que conecta los electrodos, hincado de los electrodos en el terreno, colocación de la arqueta de registro, conexión de los electrodos con la línea de enlace mediante grapas abarcón, relleno con tierras de la propia excavación y conexionado de la red de tierra mediante puente de comprobación. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio). Incluye: replanteo, excavación, hincado de las picas, colocación de la arqueta de registro, conexión de los electrodos de las líneas de enlace, relleno de la zona excavada, conexionado a la red de tierra y realización de pruebas de servicio. Totalmente instalado, incluso conexionado.

#### **5.1.9 Aparamento punto de conexión**

Suministro e instalación de la aparatura indicada en el esquema unifilar (interruptor de corte y equipo de inyección cero) en el punto de conexión (cuadro general de B.T.). Incluso p/p de accesorios y elementos de sujeción. Totalmente instalado, incluso conexionado.

#### **5.1.10 Monitorización**

Suministro e instalación de monitorización con todo el equipamiento para conocer los parámetros de producción de la central. Incluso p/p de accesorios y cableado. Totalmente instalado.

**5.1.11 Montaje y puesta en marcha. Gestión de residuos**

Montaje y puesta en marcha de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo. Incluye gestión de residuos de instalación.

**Resumen de presupuesto**

	Cantidad	Precio	Importe
Instalación paneles fotovoltaicos	243	195,35	47.470,05 €
Instalación de dos inversores SUN2000-50KTL-M3	2	4464,59	8.929,18 €
Estructura soporte módulos fotovoltaicos	1	13462,26	13.462,26 €
String 1x6 mm <sup>2</sup>	1488	0,75	1.116,00 €
Cuadro de protección y maniobra CC	1	600	600,00 €
Circuito Corriente Alterna inverter Cuadro de protección	10	8,17	81,70 €
Circuito línea evacuación	5	14,63	73,15 €
Puesta a tierra	2	41	82,00 €
Aparataje punto de conexión	1	2438,7	2.438,70 €
Monitorización	1	605	605,00 €
Montaje y puesta en marcha. Gestión de residuos	1	15030	15.030,00 €

*Figura 5. 1 Tabla presupuesto instalación*

Presupuesto instalación fotovoltaica **89.888,04€**

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de **OCHENTA Y NUEVE MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y OCHO EUROS CON CUATRO CÉNTIMOS.**

## 5.2 Presupuesto del TFG

En este apartado se expone un análisis y valoración económica del tiempo invertido en la recopilación de información, realización de los estudios energéticos, económicos, Excels y planos para el dimensionamiento de la instalación propuesta y la redacción del TFG.

### 5.2.1 Etapas del TFG

#### a) **Búsqueda y recopilación de información:**

Para la realización del TFG primeramente se ha buscado toda la información teórica que facilite la comprensión y la capacidad de análisis del problema presentado, para poder contrastar y validar los resultados obtenidos. Para ello se ha utilizado diferentes herramientas de búsqueda bases de datos de revistas científicas, bibliotecas digitales, etc.

Una vez se ha recopilado la información, esta debe ser analizada y contrastada. Para esta parte de investigación se ha requerido unos dos meses de búsqueda y contrastación de información útil.

#### b) **Realización de cálculos:**

Este es el apartado más importante del trabajo, donde se ha realizado una base de cálculo (Excel) para instalaciones solares fotovoltaicas con la capacidad de dimensionar las distintas posibles instalación que se quiera realizar, número de paneles, inversores, protecciones y cableado mediante la introducción de la producción con los datos de irradiancia obtenidos de PVGIS y los datos de consumo facilitados por el cliente o mediante el número CUPS.

Se han realizado hojas de cálculo diferenciadas para el tratamiento de los consumos teniendo en cuenta los días festivos, las horas solares de invierno y verano, fines de semana, etc. Así como las producciones, para poder obtener la energía excedentada, consumida de red y autoconsumida. También se han realizado hojas de cálculo para la obtención de los cuadros de amortización a fin de obtener la viabilidad de cada instalación propuesta, los años de amortización y poder decidir cuál es la instalación más factible para el cliente.

El tiempo invertido para la elaboración y comprobación de esta base de cálculo junto con la realización de los cálculos pertinentes para la generación de las instalaciones propuestas junto con el dimensionamiento de la instalación escogida ha sido de 6 meses.

#### c) **Redacción:**

En esta parte se ha plasmado toda la información que se ha ido adquiriendo para la creación del TFG. Presentación de las condiciones, consumos y necesidades de la empresa, características que debe cumplir una instalación de autoconsumo solar fotovoltaica y normativa impuesta. También se han presentado los cálculos realizados para la toma de decisión de la instalación a

realizar, así como los cálculos para el dimensionamiento de la instalación escogida. En esta última parte de redacción, se han expuesto las diferentes fórmulas, tablas y datos que competen al dimensionamiento de la instalación, para que la argumentación de los resultados sea comprensible.

Este apartado de redacción del TFG ha llevado 3 meses para su realización, en la que se ordena de manera lógica el marco teórico, las condiciones, necesidades y cálculos realizados.

### 5.2.2 Coste total del TFG:

Para poder estimar el coste de personal para la realización del presente TFG, se podría estimar en base al convenio colectivo vigente en Castilla y León para los trabajadores que pertenecen al sector del metal.

Para poder contabilizar el tiempo invertido en la realización del proyecto se tiene en cuenta la Figura [5.2]:

<b>Días en un año natural</b>	334
<b>Sábados y domingos</b>	100
<b>Vacaciones</b>	27.5
<b>Festivos</b>	11
<b>Días personales</b>	5
<b>Días laborables</b>	190

Figura 5. 2 Cálculo de días laborales [BOE-A-2023-5456]

En el momento de la realización del proyecto la persona encargada tiene la categoría profesional de ingeniero. El coste de su trabajo en función del convenio colectivo actual y teniendo en cuenta las retenciones del IRPF y seguridad social del 23% asciende a lo presentado en la Figura [5.3]:

Puesto	Salario Bruto (€/año)	Salario Bruto (€/mes)	Salario Bruto (€/hora)	Deducciones (%)	Salario Neto (€/año)	Salario Neto (€/mes)	Salario Neto (€/hora)
Ingeniero	29496.46	2458.04	15.36	23.00	22712.27	1892.69	11.83

Figura 5. 3 Coste mano de obra [BOE-A-2023-5456]

Por lo que el coste total de la realización del TFG teniendo en cuenta las horas que se han dedicado a su realización asciende a **29.496,46 €**.



## 6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE FUTURO

En lo referente a los objetivos académicos, se ha trabajado las competencias generales (CG) y específicas (CE) del Ingeniero Técnico Mecánico tales como:

CG1. Capacidad de análisis y síntesis. Esta capacidad se ha desarrollado al realizar el análisis de datos de los resultados obtenidos, y al consultar la bibliografía de este TFG.

CG6: Capacidad de resolución de problemas. He desarrollado esta capacidad al tener que escoger entre las instalaciones planteadas, la más adecuada para el cliente bajo las condiciones impuestas haciendo un análisis de las gráficas y tablas obtenidas.

CG15: Capacidad para el manejo de especificaciones técnicas y para la elaboración de informes técnicos. Esta capacidad se ha puesto en practica a la hora de obtener la información necesaria sobre reglamentación para el desarrollo de la instalación.

CE2, CE16 y CE21, aplicación de los conocimientos básicos de las tecnologías medioambientales y sostenibilidad al realizar una instalación solar fotovoltaica aplicando los conceptos adquiridos de térmica.

CE3: Se ha desarrollado una base de cálculo para el dimensionamiento de instalaciones solares fotovoltaicas a partir de su localización y consumos mediante la herramienta de Excel y la base de datos de PVGIS.

CE5: Se han puesto en práctica los conocimientos adquiridos en la carrera para el desarrollo de planos mediante la herramienta de AutoCad para poder realizar la implantación de los paneles sobre la cubierta para el análisis de la distribución y conexión a inversores.

Tras presentar los resultados de los estudios de viabilidad realizados y descritas las propuestas, en este apartado se van a sintetizar las conclusiones que se pueden establecer tras el análisis de lo presentado. Asimismo, se indicarán las posibles líneas de mejora futuras para la instalación solar fotovoltaica con excedentes.

El resultado más importantes es la deducción y dimensionamiento de la instalación que mejor cumple con las condiciones de consumo de la empresa, teniendo en cuenta las limitaciones de espacio, localización y exigencias impuestas, tanto económicas como energéticas mediante la comparativa de las posibles instalaciones. Así mediante este análisis se obtiene que la instalación óptima se compone de 243 módulos solares fotovoltaicos de la marca Sharp modelo UN-JD450 y dos inversores SUN2000-50KTL-M3.

Se ha conseguido una cobertura energética del 44% respecto del consumo y un aprovechamiento de la instalación respecto de la producción del 23%.

En cuanto a la cobertura económica, con la instalación que se va a realizar se obtiene un periodo de amortización de 4,74 años, siendo el ahorro anual del primer año de 20.552 € y una rentabilidad TIR del 22%.

La instalación tendrá un monitorización constante por medio del SmartLogger 3000A y el vatímetro DTSU666-H, que permiten la conexión de la instalación con la aplicación Fusión Solar para poder controlar la curva de producción diaria y que, en caso de fallo, el cliente pueda saber inmediatamente si el campo fotovoltaico necesita reparación.

La potencia generada por la instalación será de 136.866 kW para un consumo anual de 72.166 kWh. La energía excedentada a red será de 105.090 kWh y una energía requerida de red de 40.390 kWh.

Bajo la solicitud del cliente, todos los cuadros de protecciones e inversores se han instalado en la sala propuesta donde ya se encontraba el cuadro general.

Como líneas de futuro, en caso de querer ampliar la producción, habría que realizar un estudio previo para llegar al equilibrio entre cobertura energética respecto de consumos y respecto de producción, teniendo en cuenta el periodo de amortización. Un aumento del número de módulos solares fotovoltaicos supone una compensación económica mayor con un periodo de amortización que dependerá del equilibrio entre el autoconsumo y la inversión económica.

En resumen, cuantos más módulos solares fotovoltaicos instalados, mayor será la producción solar, pero no así el aprovechamiento de esta, pues si los consumos no aumentan, toda la energía producida será vertida a red, teniendo el mismo consumo de red que ya se tiene. Por lo que será conveniente volver a realizar un estudio a futuro para revisar los consumos de la empresa. En el caso de tener que instalar más paneles solares, los inversores tienen que ir de acuerdo con la potencia instalada y por ende los conductores y protecciones instalados tendrían que revisarse. Esto supone un coste a mayores, pues se tendría que volver a realizar el estudio y cambiar o sustituir de elementos de la instalación

También como líneas de futuro se puede obtener una estimación de la reducción de la huella de carbono así como un estudio básico de seguridad y salud.

El beneficio económico es claro, una inversión de esta magnitud se ve recompensada en un corto periodo de tiempo obteniendo beneficios económicos debido al sobredimensionamiento de la instalación para la venta de excedentes. Estos beneficios económicos dependerán de las políticas de los gobiernos, pero mientras haya sol, tendremos energía solar fotovoltaica.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

[Acevedo] Acevedo, G. (2016). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica con capacidad para 3 kilovatios*. Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD. (1): 8-123.

[Areatecnología] Areatecnología. (s. f.-c). *Inversor Fotovoltaico*. Recuperado 27 de junio de 2023, de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/inversor-fotovoltaico.html>

[Areatecnología] Areatecnología. (s. f.-d). *Irradiancia e irradiación Solar*. Recuperado 27 de junio de 2023, de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/irradiancia-irradiacion.html>

[BOE-A-1995-24292] Jefatura del Estado. (2022). *Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales*. Ref. BOE-A-1995-24292. BOE nº269.

[BOE-A-1997-12735] Ministerio de la Presidencia. (2021). *Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual*. Ref. BOE-A-1997-12735. BOE nº140.

[BOE-A-1997-17824] Ministerio de la Presidencia. (1997). *Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo*. Ref. BOE-A-1997-17824. BOE nº188; 24063-24070.

[BOE-A-1997-22614] Ministerio de la Presidencia. (2010). *Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción*. Ref. BOE-A-1997-22614. BOE nº256.

[BOE-A-1997-8668] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. (1997). *Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo*. Ref. BOE-A-1997-8668. BOE nº97;12918-12926.

[BOE-A-1997-8669] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. (1997). *Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo*. Ref. BOE-A-1997-8669. BOE nº97.

**[BOE-A-2000-24019]** Ministerio de Economía. (2022). *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*. Ref. BOE-A-2000-24019. BOE nº310.

**[BOE-A-2001-11948]** Ministerio de Economía. (2001). *Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión*. Ref. BOE-A-2001-11948. BOE nº148; 22182-22188.

**[BOE-A-2002-18099]** Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002). *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. Ref. BOE-A-2002-18099. BOE nº224; 33084-33086.

**[BOE-A-2002-18099]** Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2023). *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. Ref. BOE-A-2002-18099. BOE nº224.

**[BOE-A-2008-2486]** Ministerio de la Presidencia. (2008). *Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición*. Ref. BOE-A-2008-2486. BOE nº38.

**[BOE-A-2010-19757]** Jefatura del Estado. (2010). *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*. Ref. BOE-A-2010-19757. BOE nº312; 106386-106394.

**[BOE-A-2011-19242]** Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2011). *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. Ref. BOE-A-2011-19242. BOE nº295.

**[BOE-A-2013-7705]** Jefatura del Estado. (2013). *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*. Ref. BOE-A-2013-7705. BOE nº167; 52106-52147.

**[BOE-A-2014-6123]** Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Ref. BOE-A-2014-6123. BOE nº140.

**[BOE-A-2014-6495]** Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Ref. BOE-A-2014-6495. BOE nº150; 46430-48190.

**[BOE-A-2014-6495]** Ministerio de Trabajo y Economía Social. (2022). *Resolución de 14 de junio de 2022, de la Dirección General de Trabajo, por la que se registran y publican las tablas salariales definitivas para el año 2021 del VI Convenio colectivo general de la ferralla*. Ref. BOE-A-2022-10499. BOE nº150; 89135-89140.

**[BOE-A-2015-10927]** Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2015). *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. Ref. BOE-A-2015-10927. BOE nº243.

**[BOE-A-2018-13593]** Jefatura del Estado. (2018). *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Ref. BOE-A-2018-13593. BOE nº 242; 97430-97467.

**[BOE-A-2019-5089]** Ministerio para la Transición Ecológica. (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Ref. BOE-A-2019-5089. BOE nº83; 35674-35719.

**[BOE-A-2021-10824]** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. Ref. BOE-A-2021-10824. BOE nº155; 77938-77998.

[BOE-A-2023-5456] Ministerio de Trabajo y Economía Social. (2023). *Resolución de 17 de febrero de 2023, de la Dirección General de Trabajo, por la que se registra y publica el Acta del VI Convenio colectivo de industrias ferralla*. Ref. BOE-A-2023-5456. BOE nº51; 30971-30976.

[EnergíGreen] EnergiGreen. (2020). *Tarifa 3.0TD*. Recuperado 5 de julio de 2023, de <https://www.energiGreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>

[European Commission] European Commission. (2022). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)- Herramientas interactivas*. Recuperado 22 de junio de 2023, de [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)

[Fernández] Fernández, A. (2021). *Cómo instalar autoconsumo solar en casa: Dimensionamiento, coste y rentabilidad*. Recuperado 5 de julio de 2023, de <https://www.xataka.com/energia/como-instalar-autoconsumo-solar-casa-dimensionamiento-coste-rentabilidad>

[GUÍA-BT-05] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2003). *Guía técnica de aplicación: Reglamento Electrotécnico para baja Tensión; aspectos Generales, Verificaciones e Inspecciones (GUÍA-BT-05)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 1º Ed-1; 2-11.

[GUÍA-BT-08] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2005). *Guía Técnica de Aplicación: Protecciones Sistemas de Conexión del Neutro y De las Masas en Redes de Distribución de Energía Eléctrica (GUÍA-BT-08)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 3º Ed-1; 1-7.

[GUÍA-BT-09] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICT). (2020). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones de Alumbrado Exterior. (GUÍA-BT-09)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 11º Ed-Rev 21; 1-27.

[GUÍA-BT-13] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2003). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones de Enlace Cajas Generales de Protección (GUÍA-BT-13)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 1º Ed-1; 2-8.

[GUÍA-BT-16] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2003). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones de Enlace Contadores Ubicación y Sistemas de Instalación (GUÍA-BT-16)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 1º Ed-1; 2-13.

[GUÍA-BT-18] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2005). *Guía Técnica de Aplicación: Protecciones, Instalaciones de puesta a Tierra (GUÍA-BT-18)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 3º Ed-1; 1-17.

[GUÍA-BT-19] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2009). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores, Instalaciones Interiores Receptoras. (GUÍA-BT-19)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 5º Ed-rev2-1; 1-17.

[GUÍA-BT-20] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2003). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores, Instalaciones Interiores Receptoras de sistemas de Instalación. (GUÍA-BT-20)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 1º Ed-1; 2-14.

[GUÍA-BT-21] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2003). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores, Instalaciones Interiores Tubos y Canales Protectoras. (GUÍA-BT-21)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 1º Ed-1; 2-19.

[GUÍA-BT-24] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. (2019). *Guía Técnica de Aplicación: Protecciones, Protecciones contra los Contactos Directos e Indirectos. (GUÍA-BT-24)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 10º Ed-Rev 21; 1-22.

[GUÍA-BT-40] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). *Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Generadoras de baja Tensión. (GUÍA-BT-40)*. Artículo 29 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. 7º Ed-Rev 21; 1-54.

[GUÍA-LAT-07] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2019). *Guía Técnica de Aplicación; Líneas Aéreas con Conductores Desnudos (GUÍA-LAT-07)*. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Rev 2: 1-92.

[Huawei] Huawei. (s. f.). *DTSU666-H Smart Power Sensor, Vatímetro medidor Trifásico para inversores*. Recuperado 5 de julio de 2023, <https://suministrosdelsol.com/es/accesorios-fotovoltaica/694-dtsu666-h-smart-power-sensor-vatimetro-medidor-trifasico-para-inversores-huawei.html>

[Huawei] Huawei. (s.f). *SmartLogger 3000A*. Recuperado 5 de julio de 2023, de <https://autosolar.es/accesorios-inversores/huawei-smartlogger-sl3000a>

[Huawei] Huawei. (s.f). *SUN2000-50KTL-M3, Smart PV Controller*. Recuperado 5 de julio de 2023, de <https://cdn.autosolar.es/pdf/datasheet-sun2000-50ktl-m3-trifasico.pdf>

[**Ley 24/2013**] Jefatura del Estado. (2013). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Ref. BOE-A-2013-13645. BOE nº310.

[**Lorenzo**] Lorenzo, E. (2014). *Ingeniería fotovoltaica* (1.a ed.). Progensa. ISBN-10: 8495693321.

[**Madrid**] Madrid, A. (2022). *Instalaciones solares de autoconsumo* (1.a ed.). AMV Ediciones. ISBN-10: 8412095480.

[**Moro**] Moro V.M. (2018). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (2.a ed.). Paraninfo.

[**Pareja**] Pareja A. M. (2016). *Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada* (3a ed). Marcombo. ISBN-10: 8426715966.

[**Rodríguez**] Areatecnología, Rodríguez, E. (s. f.-a). *Cálculo de Sección de Cables Fotovoltaica*. Recuperado 27 de junio de 2023, de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/cables-fotovoltaica.html>

[**Rodríguez**] Areatecnología, Rodríguez, E. (s. f.-b). *Efecto Fotoeléctrico*. Recuperado 27 de junio de 2023, de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>

[**Rodríguez**] Areatecnología, Rodríguez, E. (s. f.-e). *Paneles Solares*. Recuperado 27 de junio de 2023, de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

[**Sampedro**] Sampedro M.C. (2022). *Diseño de una central solar fotovoltaica para autoconsumo con vertido de excedentes a la red destinada al bombeo*. Universidad de Valladolid, Escuela de Ingenierías Industriales. (1): 3-131.

[**Sánchez**] Sánchez C.J. (2021). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 0,5 MW en Monterrubio de Armuña conectada a red de media tensión*. Universidad de Valladolid, Escuela de Ingenierías Industriales. (1):21-153.

[**UNE-EN 50380:2018**] Asociación Española de Normalización (UNE). (2018). *UNE-EN 50380:2018 Requisitos de marcado y de documentación para los módulos fotovoltaicos*. UNE-EN 50380:2018; 5-25.

[**UNE-EN 60891:1994**] Asociación Española de Normalización (UNE). (1994). *UNE-EN 60891:1994 Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino*. UNE-EN 60891:1994.

[UNE-EN 61194:1997] Asociación Española de Normalización (UNE). (1997). *UNE-EN 61194:1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos*. UNE-EN 61194:1997.

[UNE-EN 61215] Asociación Española de Normalización (UNE), (2016), UNE-EN 61215 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre.

[UNE-EN 61725] Asociación Española de Normalización (UNE). (1998). *UNE-EN Expresión analítica para los perfiles solares diarios* UNE-EN 61725:1998.

[UNE-EN IEC 60904-1] Asociación Española de Normalización (UNE). (2021). *UNE-EN IEC Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de las características corriente-tensión de dispositivos*. UNE-EN IEC 60904-1:2021.

[UNE-EN 61277:2000] Asociación Española de Normalización (UNE). (2000). *UNE-EN 61277:2000 Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía*. UNE-EN 61277:2000.

[UNE-EN 61427-1:2013] Asociación Española de Normalización (UNE). (2013). *UNE-EN 61427-1:2013 Acumuladores y baterías de acumuladores para el almacenamiento de energía renovable. Requisitos generales y métodos de ensayo. Parte 1: Aplicaciones fotovoltaicas independientes de la red*. UNE-EN 61427-1:2013.

[UNE-EN 61683] Asociación Española de Normalización (UNE). (2001). *UNE-EN Sistemas fotovoltaicos acondicionamiento de potencia Procedimiento para la medida del rendimiento* UNE-EN 61683:2001.

[UNE-EN 61727:2005] Asociación Española de Normalización (UNE). (2005). *UNE-EN 61727:2005 Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía (PVES). Requisitos generales y métodos de ensayo*. UNE-EN 61727:2005.

[UNE-EN 61730-1:2019] Asociación Española de Normalización (UNE). (2019). *UNE-EN 61730-1:2019 Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción*. UNE-EN 61730-1:2019.

[UNE-EN IEC 61853-3:2018] Asociación Española de Normalización (UNE), (2018). *UNE-EN IEC 61853-3:2018 Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 3: Calificación energética de los módulos fotovoltaicos*.

[UNE-EN 62446-1:2017] Asociación Española de Normalización (UNE). (2017). *UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.* UNE-EN 62446-1:2017.

[UNE-EN IEC 61724-1: 2022] Asociación Española de Normalización (UNE). (2022). *UNE-EN IEC 61724-1:2022 Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización* UNE-EN IEC 61724-1:2022.

[UNE-EN IEC; 63123:2019] Asociación Española de Normalización (UNE). (2019). *UNE-EN IEC 63123:2019: Módulos fotovoltaicos. Propiedades de potencia-pico a largo plazo y comportamiento de degradación. Método de medición de las propiedades de potencia-pico a largo plazo y degradación en módulos fotovoltaicos.* UNE-EN IEC; 63123:2019 y AENOR; 63123.

[UNE-EN IEC; 63202:2017] Asociación Española de Normalización (UNE). (2017). *UNE-EN IEC 63202:2017: Evaluación del rendimiento de sistemas de almacenamiento de energía.* UNE-EN IEC; 63202:2017 y AENOR; 63202.

[UNE-EN IEC; 63449:2019] Asociación Española de Normalización (UNE). (2019). *UNE-EN IEC 63449:2019: Sistemas fotovoltaicos (FV) para aplicaciones marinas y flotantes. Requisitos de seguridad.* UNE-EN IEC; 63449:2019 y AENOR; 63449.

[UNE-EN IEC; 64034:2021] Asociación Española de Normalización (UNE). (2021). *UNE-EN IEC 64034:2021: Baterías para aplicaciones de tracción y estacionarias. Métodos de ensayo y requisitos generales.* UNE-EN IEC; 64034:2021 y AENOR; 64034.

[UNE-EN IEC; 64035:2017] Asociación Española de Normalización (UNE). (2017). *UNE-EN IEC 64035:2017: Baterías para aplicaciones de tracción y estacionarias. Requisitos generales y métodos de ensayo.* UNE-EN IEC; 64035:2017 y AENOR; 64035-1.

[UNE-EN IEC 61853-3:2018] Asociación Española de Normalización (UNE), (2018). *UNE-EN IEC 61853-3:2018 Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 3: Calificación energética de los módulos fotovoltaicos.*