

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE  
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON  
COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES CONECTADA A RED  
INTERNA DE B.T EN TALLER DE AUTOMOCIÓN DE  
TORREVIEJA "

TRABAJO FIN DE GRADO

Enero – 2024

AUTOR: Salvador Esteve Baeza

DIRECTOR: Miguel López García



---

## ÍNDICE

El presente trabajo de fin de grado “Instalación solar fotovoltaica sin excedentes conectada a red interna B.T. en taller de automoción de Torrevieja” ha sido elaborado según el siguiente índice.

(1) MEMORIA.....	10
1. INTRODUCCIÓN .....	10
1.1. PREÁMBULO .....	10
1.2. GENERALIDADES.....	10
1.3. MOTIVOS PARA LA EJECUCIÓN DEL PRESENTE PROYECTO . .....	12
1.4. OBJETO DEL PRESENTE PROYECTO.....	12
1.5. TIPO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN.....	12
1.6. EMPLAZAMIENTO.....	14
1.7. DIMENSIÓN ÁREA DE ACCIÓN .....	15
2. BASES DE DISEÑO.....	15
2.1. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE .....	15
2.2. CLIMATOLOGÍA.....	17
2.3. NECESIDADES ENERGÉTICAS .....	20
2.4. ÁMBITO DE ACTUACIÓN.....	20
2.5. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO .....	21
3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	24
3.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	24
3.2. REGULADORES DE CARGA.....	27
3.3. INVERSORES.....	27

---

3.4.	CABLEADO.....	30
3.5.	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, MANIOBRA Y MEDIDA.....	33
3.6.	TOMA DE TIERRA.....	36
3.7.	ESTRUCTURA SOPORTE PARA MÓDULOS .....	37
4.	JUSTIFICACIÓN SOLUCIÓN ADOPTADA .....	37
4.1.	PLANTEAMIENTO ALTERNATIVAS .....	37
4.2.	PROPUESTA DE SOLUCIÓN .....	38
4.3.	PREVISIÓN DE POTENCIAS .....	39
4.4.	RESUMEN CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN .....	40
5.	PRESUPUESTO.....	40
6.	PLAZO DE EJECUCIÓN Y GARANTÍA.....	41
(2)	CÁLCULOS.....	42
1.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	42
1.1.	DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....	42
1.2.	PREVISIÓN DE POTENCIAS .....	52
2.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	53
2.1.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA .....	54
2.2.	CÁLCULOS DE SECCIONES DE LOS CONDUCTORES EN LÍNEA C.C .....	56
2.3.	CÁLCULOS DE SECCIONES DE LOS CONDUCTORES EN LÍNEA C.A .....	60
2.4.	PUESTA A TIERRA.....	62
2.5.	PROTECCIONES A INSTALAR .....	63

---

3.	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS.....	66
3.1.	PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	66
3.2.	SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y OBSTÁCULOS.....	67
3.3.	PÉRDIDAS EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA .....	69
4.	CÁLCULO ESTRUCTURAL .....	70
4.1.	INTRODUCCIÓN .....	70
4.2.	VERIFICACIÓN RESISTENCIA .....	71
5.	ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN .....	72
5.1.	INTRODUCCIÓN .....	72
5.2.	CURVAS DIARIAS DE PRODUCCIÓN .....	72
5.3.	PRODUCCIÓN VS CONSUMO .....	81
6.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA .....	83
6.1.	INTRODUCCIÓN .....	83
6.2.	CONSUMOS DIARIOS .....	83
6.3.	GRÁFICAS DE CONSUMO DIARIO.....	85
6.4.	CONSUMO VS PRODUCCIÓN .....	88
6.5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y AMORTIZACIÓN .....	90
(3)	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	98
1.	OBJETO.....	98
2.	REQUISITOS GENERALES.....	98
2.1	DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	98
2.2	DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN .....	99
2.3	INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA .....	99
3.	COMPONENTES Y MATERIALES DE LA INSTALACIÓN .....	99

---

3.1.	PRESCRIPCIONES DE LOS MATERIALES.....	100
3.1	GENERADOR FOTOVOLTAICO .....	102
3.2	ESTRUCTURAS.....	105
3.3	INVERSORES.....	106
3.4	CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE CORRIENTE CONTINUA .....	109
3.5	CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE CORRIENTE ALTERNA..	109
3.6	CONDUCTORES DE PROTECCIÓN .....	112
3.7	IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	115
3.8	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS .....	115
3.9	CAJAS DE CONEXIÓN .....	122
3.10	PARAMENTA DE MANDO Y PROTECCIÓN.....	123
3.11	MEDIDAS DE SEGURIDAD .....	125
4.	PRUEBAS REGLAMENTARIAS.....	126
5.	CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.....	127
6.	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....	128
7.	CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN .....	148
8.	LIBRO DE ÓRDENES .....	149
(4)	PLANOS .....	151
1.	PLANOS GENERALES.....	151
1.1.	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO .....	152
1.2.	DISTRIBUCIÓN NAVE .....	153
1.3.	DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE CUBIERTA .....	154
2.	PLANOS ESPECÍFICOS.....	155

---

2.1. DISTRIBUCIÓN STRINGS (CADENAS) .....	156
2.2. ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA CORRIENTE CONTINUA – INVERSOR .....	157
2.3. ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA CORRIENTE ALTERNA .....	158
(5) PRESUPUESTO .....	159
1. PRESUPUESTO Y MEDICIONES .....	159
2. RESUMEN DEL PRESUPUESTO .....	162
ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS .....	164
ANEXO 2: BIBLIOGRAFÍA.....	165

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

TABLAS.....	
Tabla 1 - Características paneles.....	26
Tabla 2 - Especificaciones inversor .....	28
Tabla 3 - Datos entrada inversor .....	29
Tabla 4 - Características Generales .....	39
Tabla 5 - Resumen presupuesto .....	40
Tabla 6 - Características módulo .....	42
Tabla 7 - Datos PVGIS para estructura soporte .....	43
Tabla 8- Datos PVGIS para superposición (Suroeste) .....	45
Tabla 9 - Datos PVGIS para superposición (Sureste) .....	47
Tabla 10 - Mes - Producción – Consumo .....	79
Tabla 11 - Tipos de consumo.....	84
Tabla 12 – Presupuesto y mediciones .....	160
Tabla 13 - Resumen presupuesto.....	160
ILUSTRACIONES.....	
Ilustración 1 - Emplazamiento .....	14
Ilustración 2 - Temperatura media anual (1981-2010).....	17
Ilustración 3 - Precipitación media anual (1981-2010) .....	17
Ilustración 4 - Irradiación global media (1983-2005) (kWh/m <sup>2</sup> ) ....	18
Ilustración 5 - Irradiancia global media provincia Alicante (1983- 2005).....	19
Ilustración 6 - Datos PVGIS para estructura soporte .....	44
Ilustración 7 - Datos PVGIS (orientación Suroeste) .....	46



---

Ilustración 8 - Datos PVGIS (Sureste) .....	47
Ilustración 9 - Superficie techado .....	49
Ilustración 10 - Diagrama de circuito Inversor .....	54
Ilustración 11 - Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos .....	56
Ilustración 12 - Intensidades admisibles (A) para cables no enterrados.....	
T <sup>a</sup> amb. 40°C en el aire .....	57
Ilustración 13 - Caídas de tensión permitidas IDEA.....	60
Ilustración 14 - Pérdidas máximas admitidas IDEA.....	64
Ilustración 15 - Diagrama pérdidas según azimut e inclinación.....	65
Ilustración 16 - Tabla VII del Pliego CT IDAE, factor adimensional k .....	65
Ilustración 17 – Distancias sombreado CT .....	67
Ilustración 18 - Valores característicos de las sobrecargas de uso ....	69
Ilustración 19 - Irradiancia media diaria en Enero.....	72
Ilustración 20 - Tramos tarifa 6.1.....	89
Ilustración 21 - Peajes transporte y distribución .....	89
GRÁFICAS .....	
Gráfica 1 - Consumos 2021 .....	41
Gráfica 2 - Producción media diaria Enero .....	75
Gráfica 3 - Producción media diaria Febrero.....	75
Gráfica 4 - Producción media diaria Marzo .....	76
Gráfica 5 - Producción media diaria Abril.....	76
Gráfica 6 - Producción media diaria Mayo.....	77

---

Gráfica 7 - Producción media diaria Junio.....	77
Gráfica 8 - Producción media diaria Julio .....	78
Gráfica 9 - Producción media diaria Agosto .....	78
Gráfica 10 - Producción media diaria Septiembre .....	79
Gráfica 11 - Producción media diaria Octubre .....	79
Gráfica 12 - Producción media diaria Noviembre.....	80
Gráfica 13 - Producción media diaria Diciembre .....	80
Gráfica 14 - Producción vs Consumo.....	82
Gráfica 15 – Consumo diario temporada fría.....	87
Gráfica 16- Consumo diario temporada estándar .....	87
Gráfica 17 – Consumo temporada caliente .....	88
Gráfica 18 – Producción mensual vs Consumo temporada estándar	89
Gráfica 19 – Producción mensual vs Consumo temporada fría.....	89
Gráfica 20 – Producción mensual vs Consumo temporada caliente	90

---

## (1) MEMORIA

---

### 1. INTRODUCCIÓN

#### 1.1. PREÁMBULO

El sistema energético ha iniciado un proceso de transición hacia un nuevo paradigma caracterizado por la descarbonización, la descentralización de la generación, la electrificación de la economía, la participación más activa de los consumidores y un uso más sostenible de los recursos. En un contexto mundial y nacional como el actual, donde el calentamiento global que genera el cambio climático está causando tanto daño, las energías renovables y en concreto la energía fotovoltaica pueden ayudarnos a mitigar los efectos tan negativos que nos anuncian las más prestigiosas entidades en el campo de la ecología y la sostenibilidad.

Como todas las energías renovables, la fotovoltaica tiene como principal ventaja que su fuente energética es inagotable y, a su vez, la transformación de ésta en electricidad no genera ningún tipo de residuo y aún menos, emisiones de CO<sub>2</sub>. En este sentido, podemos afirmar que contribuye activamente en la disminución del efecto invernadero y que minimiza el uso de los combustibles fósiles.

#### 1.2. GENERALIDADES

El término "fotovoltaico" está compuesto por los vocablos "foto", proveniente del griego phos —luz—, y "voltaico", un término del campo de la electricidad que homenajea al físico italiano Alessandro Volta, el inventor de la pila. La energía fotovoltaica es, por tanto, aquella energía producida por la luz.

Aunque la era moderna de la tecnología solar arrancó en 1954, cuando los Laboratorios Bell descubrieron accidentalmente que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas eran hipersensibles a la luz, los paneles solares no empezaron a producirse en masa hasta la década de los noventa. En la

actualidad, son pieza fundamental en el auge del autoconsumo fotovoltaico, la forma más extendida de autoconsumo eléctrico.

El autoconsumo eléctrico se produce cuando personas o empresas consumen la energía proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas. Siendo posible, en cuanto a instalaciones de autoconsumo fotovoltaico se refiere, que existan de dos tipos: aisladas y con conexión a red (con o sin excedentes).

-Autoconsumo con excedentes: son aquellas instalaciones que permiten la inyección de la energía sobrante en la red de transporte y distribución. Los usuarios pueden vender la energía vertida a la red o acogerse al llamado balance neto —también llamado net metering—, es decir, compensar en la siguiente o siguientes facturas, dependiendo del país, la energía volcada a la red.

-Autoconsumo sin excedentes: son aquellas instalaciones que disponen de un sistema anti vertido que impide que la energía sobrante vaya a la red. Se pueden añadir baterías, al igual que en el autoconsumo con excedentes, para almacenar esta energía excedentaria y utilizarla en otra situación que el consumidor requiera.

En otro orden de ventajas que nos puede aportar la fotovoltaica se encuentran los beneficios económicos y sociales, tanto en pequeñas plantas, fomentando la energía distribuida, generando riqueza local y disminuyendo las pérdidas del gran transporte, como las grandes plantas que nos aportan independencia energética.

En la parte más social, también es destacable el papel de la fotovoltaica en la electrificación de zonas sin red y en aplicaciones de garantía de suministro mediante acumulación.

Finalmente, destacar que, como tecnología, ya es una apuesta segura, debido a que el aumento de competitividad y el constante desarrollo e investigación han hecho que a nivel económico sea uno de los sectores con perspectivas de negocio

más atractivas del momento. El contexto sociopolítico de la Unión Europea y sus políticas de apoyo al sector nos hace augurar un futuro y presente muy prometedor en el campo de la energía fotovoltaica.

### 1.3. MOTIVOS PARA LA EJECUCIÓN DEL PRESENTE PROYECTO

El Sr. Salvador Esteve, propietario y gerente de Talleres Salvador Esteve se ha puesto en contacto con nuestro gabinete de ingeniería con el fin de que se realice un proyecto que contemple un sistema de autoconsumo eléctrico para sus negocios.

Con la finalidad, principalmente, de poder reducir el valor de la factura de la luz y ser pioneros en la zona en el uso de energías renovables en talleres de automoción. En otras cuestiones, nuestro cliente podrá beneficiarse de ayudas de la administración local y autonómica.

### 1.4. OBJETO DEL PRESENTE PROYECTO

Con la redacción del presente proyecto pretendemos determinar la disposición más eficiente de los módulos fotovoltaicos y el dimensionado de la instalación acorde a las necesidades de nuestro cliente con la finalidad de obtener unos excedentes.

Dicho proyecto se desarrollará en uno de sus negocios ubicado en dos naves industriales en la población de Torrevieja, Alicante.

Durante el mismo desarrollaremos el análisis, dimensionamiento y estudio económico por completo de cada parte de que compone nuestra instalación cumpliendo en todo momento las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente.

### 1.5. TIPO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN

En el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas

instalaciones eléctricas, en su artículo 8, Evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad, establece:

“Tipo A: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.”

En nuestro caso se trata de una instalación de 30,00 kW, con lo cual nos debemos atener a las exigencias del tipo A, puesto que en su conjunto se tratará de una instalación de autoconsumo de un total inferior a 100 kW.

Si nos atenemos a la Disposición transitoria tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio. Exención del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, aplicable a determinadas instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, se indica:

“1. Los módulos de generación de electricidad que pertenezcan a algunas de las modalidades de autoconsumo a las que se refieren los apartados 1.b.i) y 1.b.ii) del artículo 7 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, estarán exentos del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 y de la normativa que se apruebe para el desarrollo y aplicación de dicho reglamento.”

El apartado del artículo 7 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril que afecta a nuestra instalación es el siguiente:

“ii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.”

“iii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, los sujetos productores a los que no les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado ii. anterior, deberán disponer de sus correspondientes permisos de acceso y

conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo de las que sean titulares.”

En nuestro caso, se trata de una instalación de autoconsumo con excedentes, con una potencia superior a 15 kW por lo que se clasificará dentro del punto iii. mencionado anteriormente. Deberá de disponer de sus correspondientes permisos de acceso y conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo de las que sean titulares.

Nuestra instalación deberá de cumplir con el Reglamento (UE) 2016/31, de 14 de abril de 2016 y de la normativa que se apruebe para el desarrollo y aplicación de dicho reglamento.

#### 1.6. EMPLAZAMIENTO

La instalación se montará en la cubierta de la nave industrial donde la empresa de nuestro cliente ejerce su actividad, ubicada en el polígono industrial de Torrevieja.

La dirección de la instalación es la siguiente:

- Dirección: Calle María Humildad Jiménez, 14
- Localidad: Torrevieja (03183)
- Provincia: Alicante

Las coordenadas son las siguientes:

- Latitud: 37° 59' 12.73" N
- Longitud: 0° 40' 52.825" O





*Ilustración 1 - Emplazamiento*

## 1.7. DIMENSIÓN ÁREA DE ACCIÓN

Los trabajos se desarrollarán en el techado de dicha nave industrial que tiene como superficie construida de  $800m^2$ .

Siendo aprovechable toda la superficie donde está techado, la cubierta no tiene ningún uso actual, esta superficie constará de  $500m^2$ .

## 2. BASES DE DISEÑO

### 2.1. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE

La legislación actual ha impulsado la instalación de esta tecnología en cubiertas y tejados de muchas instalaciones. La simplificación de los trámites administrativos y las facilidades de legalización de las plantas fotovoltaicas gracias al RD 244/2019 han permitido una mayor expansión de este sector y una seguridad en cuanto a su rápida amortización y viabilidad durante los 25 años de vida útil que tienen este tipo de instalaciones.



El objeto de este estudio es estudiar la viabilidad de una instalación fotovoltaica para auto consumir la energía producida en las horas centrales del día y así disminuir la dependencia de la red y generar energía limpia y renovable. Se realiza de acuerdo con:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

- Decreto ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

- 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.

- 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.

- 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.

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE. PCT-C-REV - julio 2011.

- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.

- REAL DECRETO 1370/1988, de 25 de julio, por el que se aprueba la Norma Básica de la Edificación "NBE-AE/88. Acciones en la edificación.

-RD 222471998 que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación del instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos.

-Ley 31/1995, sobre riesgos laborales.

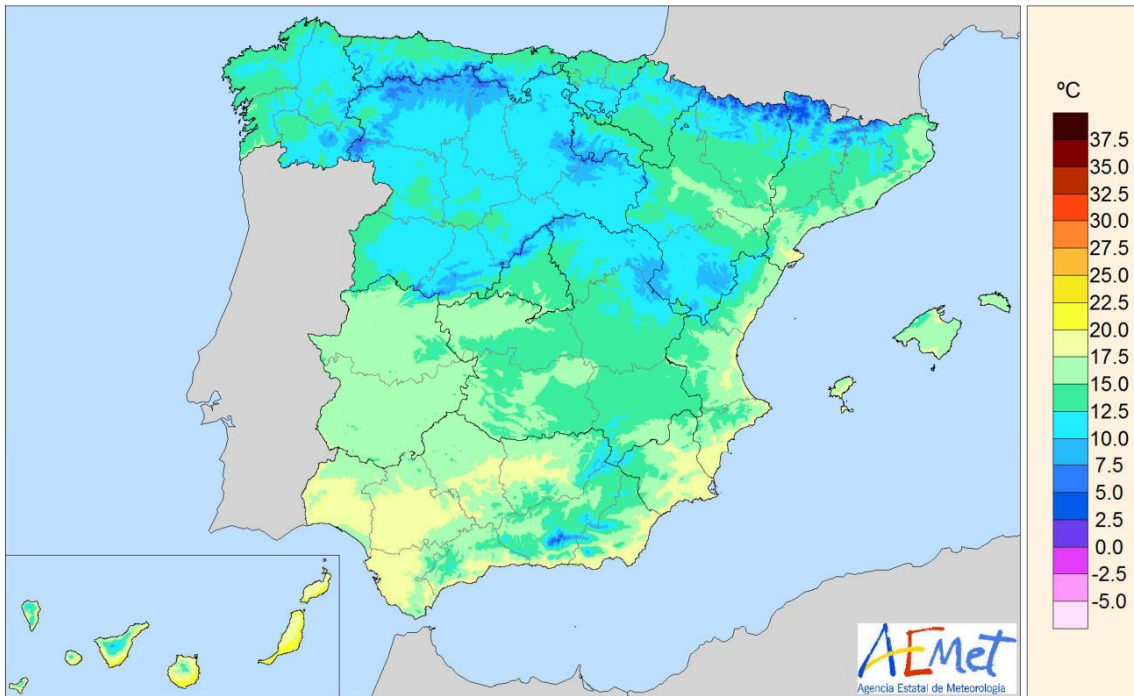
## 2.2. CLIMATOLOGÍA

Los datos meteorológicos empleados para el estudio de la instalación han sido obtenidos de los ATLAS de la Agencia Estatal de Meteorología y de la base de datos PVGIS.

Los valores más relevantes para una instalación fotovoltaica de autoconsumo serán: la temperatura, las precipitaciones y la irradiación anual.

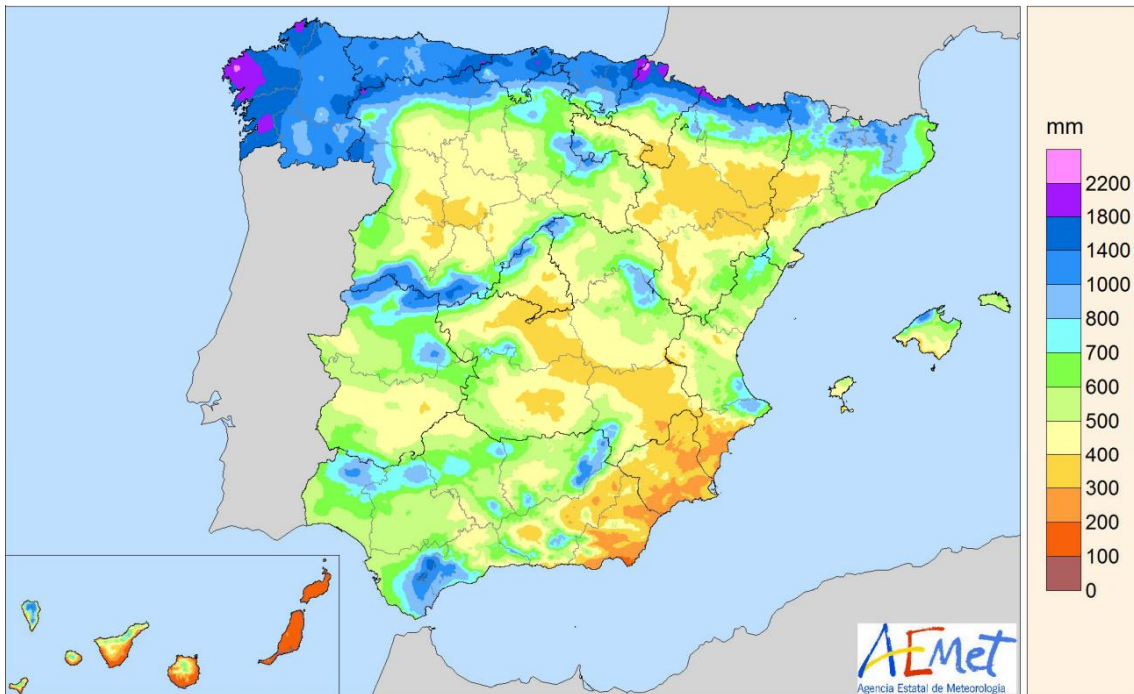
De la base de datos PVGIS para nuestras coordenadas y un ángulo de azimut y de inclinación optimizados, y en instalación coplanar, nos da el valor de irradiación anual 2093.7 kWh/m<sup>2</sup>.

De la temperatura de los atlas y tablas observamos una temperatura media anual de unos 18-20°C y una temperatura máxima media de 23-25°C.



*Ilustración 2-Temperatura media anual (1981-2010)*

De las precipitaciones observamos que la media anual es inferior a los 400mm.



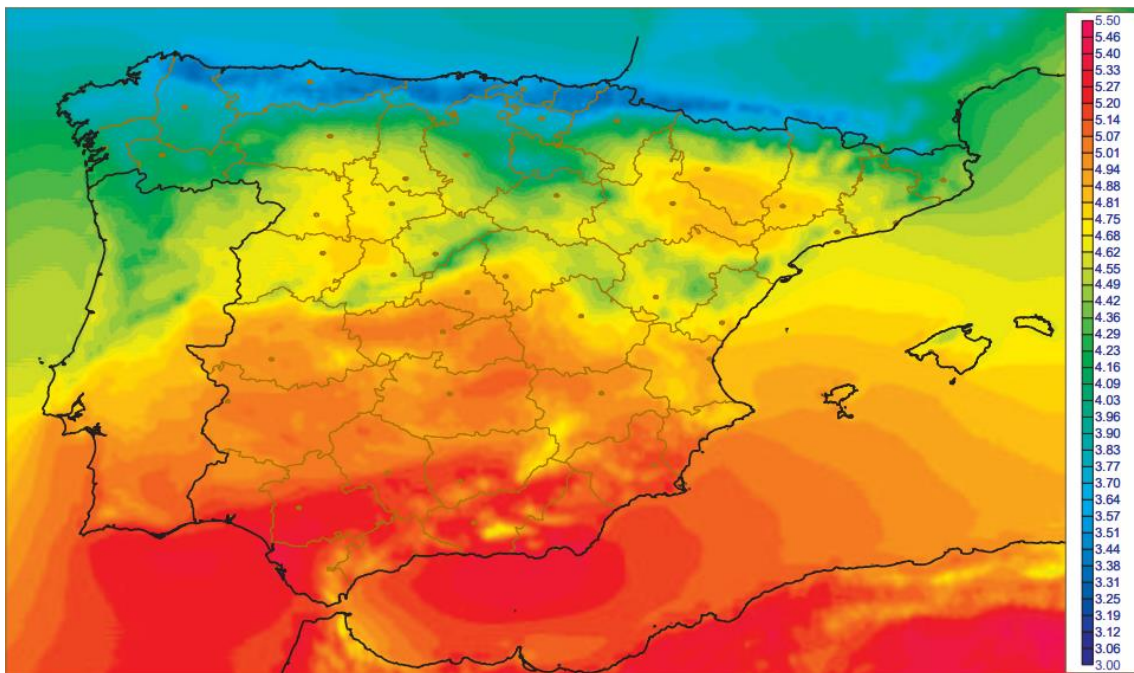
*Ilustración 3-Precipitación media anual (1981-2010)*

Por último, lo más significativo para nuestra instalación de autoconsumo será la irradiación e irradiancia solar.

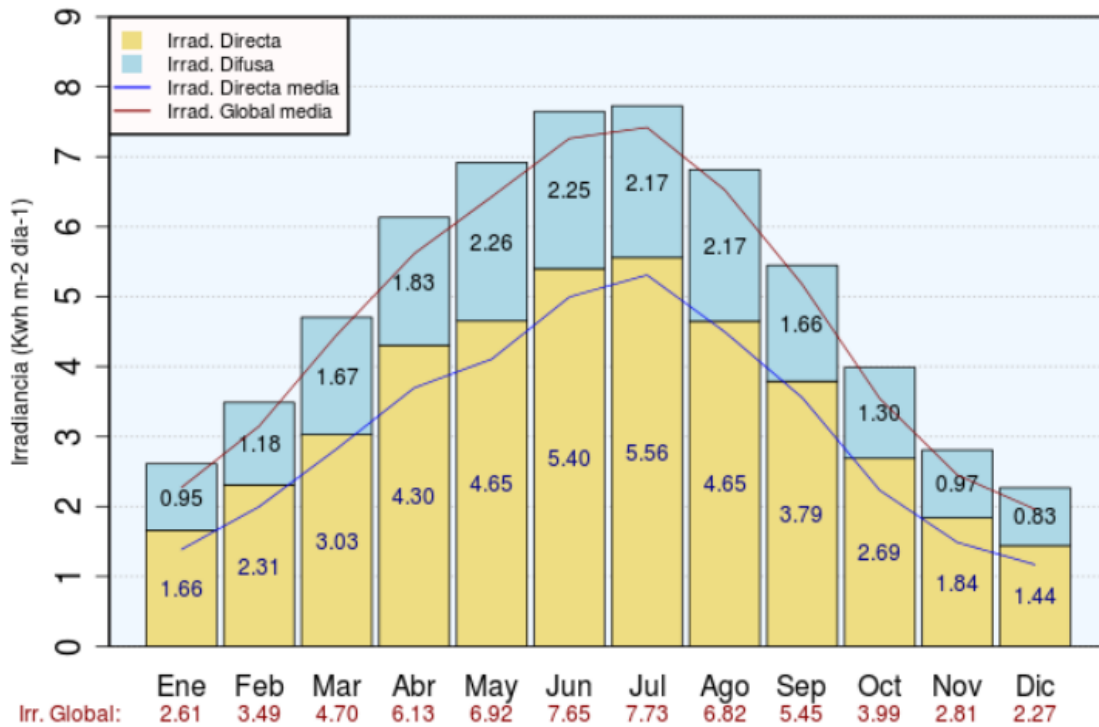
La irradiancia solar, es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de superficie. Sus unidades en el SI (Sistema Internacional) son el  $W/m^2$ .

La irradiación solar, es la energía por unidad de área que nos da esa iluminación solar, medida en  $Wh/m^2$ .

De la base de datos PVGIS para nuestras coordenadas y un ángulo de azimut y de inclinación optimizados nos da el valor de irradiación anual  $2093.7 \text{ kWh}/m^2$ .



*Ilustración 4-Irradiación global media (1983-2005) ( $kWh/m^2$ )*



*Ilustración 5- Irradiancia global media provincia Alicante (1983-2005)*

### 2.3. NECESIDADES ENERGÉTICAS

Solicitamos al Sr. Salvador Esteve las facturas de la luz correspondientes al curso 2021, con ellas observaremos los consumos mensuales para poder dimensionar nuestra instalación de autoconsumo para poder cubrir la totalidad o el máximo posible en función de la capacidad del techado.

Nuestro cliente, tiene contratada una potencia de 24kW. En 2021, su consumo total fue de 28161kWh lo que nos da un consumo medio mensual de 2346.75kWh.

La demanda de energía en nuestro cliente es lineal de lunes a viernes (ambos inclusive), sábados y domingos no hay tal demanda pues paran al 100% la actividad. Entre meses no varía en más de 200kWh a nivel estacional.

### 2.4. ÁMBITO DE ACTUACIÓN



Se trata de un edificio de uso industrial, más concretamente un taller de automoción. Tiene una cubierta a dos aguas con un grado de inclinación de  $13^{\circ}$  y la orientación de cada uno de los lados es  $113^{\circ}$  (hacia el oeste) y  $-67^{\circ}$  (hacia el este). Esto es un factor importante a conocer pues influirá en nuestro cálculos de dimensionamiento y energéticos.

## 2.5. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

La instalación fotovoltaica se compone de un total de 48 módulos fotovoltaicos de 555Wp, lo cual nos proporciona una potencia instalada en paneles de 26.64 kWp.

Estos módulos se disponen de la siguiente configuración: inversor Huawei de potencia nominal 30 kW con 4 MPPT, a cada uno de estos MPPT le llegará una cadena (string) de continua.

Por lo tanto, la potencia total de la instalación es de 30,00 kW. Atendiendo a todo ello nuestra instalación se encuadra dentro de una instalación de potencia inferior o igual a 100 kW.

Atendiendo al artículo 3, apartado g) del RD 244/2019 de 5 de abril, la instalación corresponde con una instalación de producción próxima a la de consumo y asociada a la misma, en la que se cumple “Está conectada a la red interior del consumo asociado”.

El punto 1 del artículo 4 del RD 244/2019, de 5 de abril, expone que la instalación objeto del presente proyecto queda incluida en la siguiente modalidad de autoconsumo:

“b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y

---

distribución. En estos casos, existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.”

Atendiendo al artículo 4, punto 2 del RD 244/2019, de 5 abril, la instalación objeto del presente proyecto, se divide en:

“a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenece a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
- v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.”

“b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Pertenece a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con

excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.”

La instalación fotovoltaica cumple con los requisitos expuestos en el apartado a) anterior, por lo que pertenece a la modalidad con excedentes acogida a compensación.

Atendiendo artículo 4, punto 3 del RD 244/2019, de 5 de abril, la instalación objeto del presente proyecto adicionalmente a la modalidad de autoconsumo señalada, se clasifica en individual puesto que se trata de un único consumidor asociado a la instalación de generación.

Atendiendo artículo 5, del RD 244/2019, de 5 de abril, la instalación objeto fotovoltaica para el taller de automoción deberá cumplir los siguientes requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo.

“1. Las instalaciones de generación asociadas y los puntos de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos, de operación y de intercambio de información contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial, nacional y europea que le resulte de aplicación.

La empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no sean de su titularidad.

2. En cualquier modalidad de autoconsumo, con independencia de la titularidad de las instalaciones de consumo y de generación, el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.

4. En las modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes, cuando las instalaciones de producción próximas y asociadas al consumo compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución o se



---

conecten en la red interior de un consumidor, los consumidores y productores responderán solidariamente por el incumplimiento de los preceptos recogidos en este real decreto aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía. El contrato de acceso que el consumidor, y en su caso el productor, directamente o a través de la empresa comercializadora, suscriba con la empresa distribuidora, recogerá la previsión recogida en este apartado.

5. En las modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes, serán considerados consumidores los titulares de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas exclusivamente por los consumos de sus servicios auxiliares de producción.

6. Cuando por incumplimiento de requisitos técnicos existan instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida o el mecanismo antivertido, la empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, podrá proceder a la interrupción de suministro, conforme a lo previsto en el artículo 87 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

7. Podrán instalarse elementos de almacenamiento en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación.”

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 3.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares dispuestas en serio y/o en paralelo de manera que la tensión y corriente que finalmente proporcione el panel se ajusta al valor requerido. Cada

célula de las que compone un panel fotovoltaico es capaz de ofrecer una tensión del orden de 0,5V y una potencia eléctrica alrededor de los 3-4W, aunque este valor dependerá de la superficie que mida la célula. De esta manera la potencia que pueda ofrecer un módulo dependerá del número de células que posea, estando diseñado para el suministro eléctrico en corriente continua (DC) a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24V).

Las prestaciones de los módulos que aparecen en la información técnica que proporciona cualquier fabricante están obtenidas sometiendo a los módulos a unas Condiciones Estándar de Medida (CEM) de irradiancia y temperatura. Estas condiciones son las siguientes:

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

Las características eléctricas del panel solar son:

- Potencia nominal o máxima ( $P_{max}$ ): es también conocida como potencia pico del panel. Es el valor máximo de potencia que se puede obtener del panel, y se obtiene del producto entre la tensión y la corriente de salida del panel.
- Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ ): es el valor máximo de voltaje que se mediría en el panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0A).
- Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): es la máxima intensidad que se puede obtener del panel fotovoltaico (tensión de salida 0V).
- Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{max}$ ): es el valor de la tensión en el punto de máxima potencia o potencia pico, suele ser el 80% de la de vacío. El valor de  $V_{max}$  irá en paralelo con el de  $I_{max}$ .
- Intensidad de corriente máxima ( $I_{max}$ ): es el valor de la corriente en el punto de máxima potencia o potencia pico.

Al sistema completo formado por el conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos en serie y/o paralelo se le suele denominar generador fotovoltaico.

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, el módulo fotovoltaico empleado para el diseño de esta instalación es el de la marca Canadian Solar, modelo Hiku6 Mono PERC CS6-550. Generador FV formado por 4 cadenas, distribuidas en su totalidad para un inversor de 30 kW.

Las cadenas están distribuidas de la siguiente forma: 1x12, 1x12, 1x12 y 1x12 paneles que alimentarán a un inversor de 30 kW. Los paneles serán de silicio monocristalino de tecnología PERC, siendo la potencia de pico en condiciones normales (STC) de 555Wp. De este modo se dispone de un total de 48 paneles de 555Wp.

La instalación solar fotovoltaica tiene las siguientes orientaciones, 0° azimut con un ángulo de inclinación 35°.

Los paneles seleccionados serán modelo CS6-555, de la empresa Canadian Solar, formados por 144 células de silicio monocristalino con tecnología PERC, los cuales poseen las siguientes características:

Características de los paneles fotovoltaicos	
Datos Eléctricos (STC, 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5, temperatura de la célula, 25°C)	
Tipo de panel	Hiku6 Mono PERC CS6-555MS
Potencia pico del panel, Wp	555 W
Tensión nominal, Umpp	41,9 V
Intensidad nominal, Impp	13.25 A
Tensión de salida en circuito abierto, Uoc	49,8 V
Intensidad en cortocircuito en la salida, Isc	14.05 A
Eficiencia del módulo, %	21.6 %
Tolerancia en la potencia máxima, Wp	0 - + 10 W

---

*Tabla 1- Características paneles*

Los paneles fotovoltaicos tienen una garantía de 25 años de producción lineal. Los marcos de las placas son de aluminio anodizado y se conectarán a tierra.

En el capítulo *ANEXO: FICHAS TÉCNICAS* se adjunta la ficha técnica completa.

### 3.2. REGULADORES DE CARGA

Un regulador de carga es el equipo encargado de controlar y regular el paso de corriente eléctrica desde los módulos fotovoltaicos. Estos dispositivos funcionan como un cargador de baterías, evitando además que se produzcan sobrecargas y a la vez limitan la tensión de las baterías en el caso de instalaciones que las contemplen.

Los reguladores más sencillos son los tipos PWM (Modulación Anchura Pulsos). El controlador PWM es básicamente un interruptor que conecta un conjunto de placas solares a una batería.

Los reguladores MMP (Maximum Power Point) o MMPT disponen de una función que permite maximizar la energía capturada por el generador fotovoltaico mediante el uso de una tecnología específica de seguimiento y búsqueda del punto de máxima potencia de funcionamiento del generador.

### 3.3. INVERSORES

El convertidor de corriente DC/AC, también llamado inversor u ondulator, es un dispositivo electrónico de potencia encargado de convertir la corriente continua (DC) proveniente de los generadores fotovoltaicos en corriente alterna (AC) para su consumo. Vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, la potencia máxima que puede proporcionar y su eficiencia o rendimiento de potencia.

Para conseguir el máximo rendimiento del equipo es muy importante seguir las instrucciones de instalación, sobre ubicación y conexión eléctrica.

---

Su principal función es garantizar la calidad de la energía vertida a la red, así como aglutinar una serie de protecciones tanto para los operarios de mantenimiento de las redes como para el titular de la instalación.

- En general, los inversores en las instalaciones fotovoltaicas deben cumplir las siguientes exigencias:
- Deberán ofrecer una eficiencia lo más alta posible que minimice las pérdidas. El rendimiento de potencia oscila entre el 90 y el 97%. El valor del rendimiento depende mucho de la potencia de entrada, que deberá ser muy cercana o igual a la potencia nominal.
- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Disponer de elementos que incorporen el rearme y desconexión automática.
- Poder admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia nominal, con objeto de hacer frente a los picos de arranque.
- Ofrecer una baja distorsión armónica y bajo autoconsumo.
- Disponer de aislamiento galvánico.
- Disponer de sistema de medida y monitorización.
- Incorporar controles manuales de encendido/apagado general y de conexión/desconexión a la interfaz AC de la instalación.

Para la conversión de la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna apta para poder ser inyectada en la red interna de la entidad para su consumo propio, se dispone de un inversor de 30 kW, de la marca Huawei modelo SUN2000-30KTL-ME.

El inversor deberá de cumplir con los requisitos en cuanto a la normativa española, concretamente:

- Limitación de la inyección de corriente cc inferior a 0,5% de la corriente alterna.

- UNE 206007-1:2013 IN, Requisitos de conexión a la red eléctrica Parte 1, inversores para conexión a la red de distribución.
- UNE 206006:201N, Ensayos de detección de funcionamiento en isla.
- IEC62109-2:2012, 4.8.2.1 Detección de la resistencia de aislamiento del campo fotovoltaico para inversores para arrays sin conexión a tierra.
- Prueba para el exceso de corriente residual continua.
- Prueba para la detección de los cambios bruscos de corriente residual.
- RD 1663:2000 Sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- RD661:2007 Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD1699:2011, Por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- RD413:2014, Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Especificaciones generales	
Inversor	Huawei
Modelo	SUN2000-30KTL-ME
Máxima eficiencia	98.7 %
Eficiencia europea ponderada	98.4 %
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm
Peso	43 kg
Nivel de ruido	< 46 dB
Grado de Protección	IP66
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT

Tabla 2- Especificaciones inversor

Datos de Entrada	
Nº de seguidores MPPT	4
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación	200 V – 1.000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8

Tabla 3- Datos entrada inversor

En el capítulo *ANEXO: FICHAS TÉCNICAS* se adjunta la ficha técnica completa.

### 3.4. CABLEADO

El transporte de la energía eléctrica se realiza a través de los distintos subsistemas de la instalación fotovoltaica mediante líneas eléctricas. Los criterios a tener en cuenta a la hora de diseñar este subsistema son:

-El tipo de cable: se especificará de que material conductor está fabricado, si es rígido, flexible, si es unipolar o multiconductor, tipo de aislamiento, el tipo de cubierta protectora...

-El modo de instalación del cable: si las líneas serán aéreas, subterráneas o interiores, si el conductor discurrirá en el interior de canalizaciones entubadas, bajo tubos de protección...

-La sección de los conductores será establecida aplicando criterios de:

- Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente: cada material aislante soporta, de manera indefinida, a

determinada temperatura máxima, la temperatura que puede alcanzar el conductor para preservar la integridad del aislamiento.

- Caída tensión máxima admisible: en el caso de las instalaciones fotovoltaicas, la energía eléctrica se transporta a través de líneas de baja tensión (230/400V).
- Intensidad máxima admisible de los conductores en caso de cortocircuito: la sección de los conductores debe ser la adecuada para que, en caso de existencia de un cortocircuito en la línea, el aumento de la temperatura en el conductor sea inferior a la máxima temperatura que soporta el aislante durante el tiempo que dura el cortocircuito, el tiempo de duración del cortocircuito depende del tiempo que tardan los dispositivos de protección (interruptores automáticos, fusibles...) en eliminarlo.

Hay que diferenciar entre la tensión que alimenta el circuito de corriente continua (paneles, regulador...) y el de corriente alterna (viviendas, oficinas...).

Para el cálculo de la sección de un cable de corriente continua se debe conocer: el material que lo compone (y su conductividad), la longitud del cable en metros, la corriente que atravesará el conductor (I) en amperios y la caída de tensión entre sus extremos (V) en voltios.

Los cables del exterior deben estar protegidos contra la intemperie. Para el uso específico en instalaciones fotovoltaicas, se recomienda emplear cables del tipo PV ZZ-F, que están especialmente concebidos para aplicaciones fotovoltaicas.

En las instalaciones de corriente continua, los positivos y negativos se conducirán por separado y protegidos y señalizados (código de colores, etiquetas, etc.) Siempre se seleccionarán los cables comerciales que más se aproximen a las secciones obtenidas, siempre con el diámetro superior al calculado.

El cálculo de corriente alterna monofásica se basa en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) en el cual se establece una caída de tensión del 3% para viviendas y un 5% para industria.



Una vez calculada la sección del cableado, escogemos valor normalizado. Y una vez elegido y sabiendo la corriente que pasará por el conductor, hay que comprobar que la corriente sea admitida por dicha sección según las tablas de la ICT19 del REBT.

Para determinar la sección de los circuitos de equipos conectados en alterna, se debe tener en cuenta el REBT en la instrucción de instalaciones industriales.

El cableado de la instalación se sobredimensionará un 125 % respecto a su intensidad nominal, tal y como indica el punto 5 de la ITC-BT 40. La caída de tensión entre los paneles fotovoltaicos y el punto de conexión con la red interior, no deberá ser superior al 1,5 %. También tendremos presente la Guía de la ITC BT 19 para las condiciones de la instalación.

Los cables que se encuentren a la intemperie, como los que están en la cubierta expuestos a las radiaciones ultravioleta y las elevadas temperaturas, deberán ser aptos para soportar estas condiciones de trabajo. Para ello, se utilizará cableado unipolar específico para la conexión de paneles FV, de la marca Prysmian o similar, modelo TECSUN, H1Z2Z2-K, de 4 mm<sup>2</sup> de sección, capaces de soportar 1,8 kVdc, colores Negro / Rojo según el polo.

Para la distribución de los cables por la cubierta, se instalará una bandeja metálica, la cual será puesta a tierra, para las bajadas desde las cubiertas de la nave del taller hasta los cuadros de protección de fotovoltaica y posteriormente hasta el inversor.

La línea que va desde el inversor al cuadro eléctrico existente de la nave serán conductores de cobre aislados tipo RZ1-K 0,6/1 de sección según se muestra en *CAPÍTULO: CÁLCULOS* de este documento. Su sección cumplirá con los requisitos de intensidad y caída de tensión, cumpliendo así con lo establecido en el Reglamento.

### 3.5. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, MANIOBRA Y MEDIDA

Los elementos de protección, maniobra y medida se prevén de acuerdo al REBT y a los requerimientos de la empresa distribuidora.

La normativa actual indica que, en los sistemas generadores de energía solar, al tratarse de circuitos eléctricos, deben tener los elementos de protección de la instalación fotovoltaica necesarios para preservar la salud de las personas y de la propia instalación.

De carácter general, establece ciertas clasificaciones en función de los riesgos de la instalación. De forma resumida se tienen las siguientes especificaciones de protección:

- Aquellas instalaciones que tengan tensiones superiores por encima de los 48V, deben contar con una toma de tierra a la que deberá estar conectada como mínimo la estructura para placas solares y los perfiles encargados del soporte del generador.
- Los elementos de protección de la instalación fotovoltaica estarán diseñados para proteger a las personas frente a todo tipo de contactos, tanto directos como indirectos. En el caso de que hubiera una instalación previa, no se alterarán las condiciones en materia de seguridad de esta.
- Además, toda instalación deberá estar protegida ante sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.

En cuanto a la protección y maniobra se distinguen dos partes: aguas arriba del inversor de la instalación fotovoltaica, donde la corriente es continua y aguas abajo del inversor, donde la corriente es alterna.

De acuerdo con lo mencionado, tenemos los diferentes elementos de protección de la instalación fotovoltaica descritos a continuación.

- Interruptores magnetotérmicos: estos elementos ofrecen protección contra cortocircuitos y sobreintensidades de manera bastante fiable. Los magnetotérmicos de corriente continua están diseñados para soportar tensiones de hasta 1000-1500 V. En una instalación fotovoltaica, esto vendrá determinado por el número de módulos que la forman.
- Fusibles: protegen contra las sobreintensidades o cortocircuitos que puedan darse. Deben ser elegidos en función del tipo de corriente que se tenga y a la tensión del sistema. En las instalaciones que no hay más de 2 strings (paneles conectados en serie) en paralelo no es necesario poner fusibles.
- Seccionadores de corte: cierran el circuito cuando se producen sobreintensidades. Nos permiten abrir el circuito DC cuando tengamos necesidad de ello, para una manipulación con seguridad. Es necesario que sean de corriente continua y que estén diseñados en función de los parámetros de la propia instalación.
- Descargadores de sobretensiones: elementos que derivan a tierra las sobretensiones por fenómenos atmosféricos.

Los elementos que componen la instalación fotovoltaica diseñada se distribuyen en las siguientes ubicaciones:

1. Cubierta de la nave: se dispondrán los paneles fotovoltaicos, las bandejas metálicas, el cableado y la línea de vida.
2. Junto al cuadro eléctrico de la nave ubicaremos el cuadro de protecciones de corriente continua (que incluye los fusibles de protección de las cadenas) y el inversor.
3. Del inversor parte la línea de corriente alterna que alimenta al cuadro eléctrico de la nave existente. En este cuadro, se instalarán las protecciones de la parte de corriente alterna. Además, también se instalará el dispositivo antivertido mencionado anteriormente.

Protecciones interior cuadro eléctrico nave:

Se instalará el Interruptor General de la Instalación de Generación, con el cual podremos desconectar la instalación fotovoltaica de la red eléctrica de la nave. Además, también realiza la función de protección, tanto frente a sobrecargas, como a cortocircuitos.

Para ello, instalaremos un interruptor automático trifásico, con intensidad nominal superior a la intensidad máxima de salida del inversor (47,9 A), en este caso será de 63 A el interruptor. El poder de corte será de 15 kA. Para el interruptor diferencial se empleará uno de 30 mA, tipo A (Este tipo de interruptor diferencial permite detectar corrientes de fuga alternas o pulsantes con o sin componente continua) necesarias para garantizar que la tensión de contacto no resulte peligrosa para las personas.

Protecciones interior cuadro de protecciones corriente continua:

Aquí se reúnen las cuatro cadenas diseñadas en la instalación fotovoltaica. Se emplearán como dispositivo de protección y mantenimiento de los paneles los fusibles del tipo gPV 15 A / 10kA / 1.000 V DC, en cada polo de cada cadena serie de paneles.

En cuanto al sistema de monitorización, encontramos dos elementos que nos ayudan a llevar el control de la instalación, a nivel de seguridad como a nivel técnico de contemplar rendimientos y datos que puedan influir en decisiones futuras.

- Registrador

Para la monitorización y gestión de la instalación fotovoltaica se empleará el registrador de datos de Huawei, compatible con el inversor seleccionado, modelo SmartLogger 3000 A.

El Huawei SmartLogger 3000A es un dispositivo de registro de datos para los inversores Huawei de alto rendimiento de la serie KTL.

Este complemento es necesario para comunicar los datos registrados por el inversor con el portal del fabricante y para realizar configuraciones como la conexión en paralelo y el vertido o. Incorpora un servidor web para acceder y configurarlo, y debe utilizarse con un vatímetro compatible para medir el consumo de corriente en la instalación eléctrica.

El SmartLogger cuenta con puerto Ethernet, conectividad Wifi, conectividad 2G/3G/4G, conexiones RS485, modbus y señales analógicas y digitales para conectarse a un PLC.

En el capítulo *ANEXO: FICHAS TÉCNICAS* se adjunta la ficha técnica completa.

- Vatímetro

El Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H está diseñado para medir y visualizar en tiempo real parámetros eléctricos como el voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, frecuencia y factor de potencia.

En el capítulo *ANEXO: FICHAS TÉCNICAS* se adjunta la ficha técnica completa.

### 3.6. TOMA DE TIERRA

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra.

Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y no alterará las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión y el Real Decreto 1699/2011.

Según REBT ITC-BT-40 “Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública”.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un

transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Con la conexión a tierra se protegerá a la instalación de sobretensiones inducidas por fenómenos atmosféricos y a las personas en contacto directo sobre las masas de la instalación si en estas se produjera avería.

### 3.7. ESTRUCTURA SOPORTE PARA MÓDULOS

Estructura completa y de fácil instalación para tejado inclinado de chapa, AF-ROW ideal para cubiertas orientadas Este-Oeste con los módulos en vertical. Sujetados mediante perfiles paralelos al plano del tejado.

La estructura está construida en aluminio Aleación EN AW 600 5T.6, cumpliendo todas las normativas requeridas por la Unión Europea (Normativa Código técnico de la edificación y Eurocódigo 9.) La tornillería de la estructura es de acero inoxidable AISI 304 (A2-270), excepto tornillo rosca-chapa a tejado (galvanizado). Incluye neopreno de apoyo a tejado para impermeabilizar.

La sujeción del módulo al perfil es mediante pieza omega superior con tornillería autoblocante y arandela de presión.

En el capítulo *ANEXO: FICHAS TÉCNICAS* se adjunta la ficha técnica completa.

## 4. JUSTIFICACIÓN SOLUCIÓN ADOPTADA

### 4.1. PLANTEAMIENTO ALTERNATIVAS

Las soluciones adoptadas tienen que ver con la elección de los materiales que forman parte de la instalación y fundamentalmente, con las consideraciones previas a su cálculo, sobre cómo gestionar la energía suministrada por el generador solar.

---

Con los datos de partida del aporte solar en la zona y de las necesidades diarias, se valoran las posibles soluciones sobre la gestión de la energía aportada por el generador solar.

El planteamiento sería dimensionar los componentes de la instalación según sea posible para obtener el máximo rendimiento posible y obtener un excedente que permita reducir la factura de nuestro cliente. Se dispone de una superficie útil muy amplia y eficiente, en cuanto a condiciones climatológicas y condiciones externas, para la instalación del parque energético.

Un primer planteamiento sería colocar nuestro campo de módulos sobre una estructura soporte que nos otorgue el azimut e inclinación óptimos, este planteamiento deberemos tener en cuenta la inversión inicial pues puede aumentar, tener en cuenta la seguridad de la estructura y a nivel estético tener en cuenta la opinión del cliente.

Un segundo planteamiento, instalar un número de módulos en superposición con el tejado, de forma coplanar, que nos permita obtener las mismas condiciones energéticas que con la estructura soporte y con esa mejora estética debido a la integración arquitectónica.

#### 4.2. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Se trata de una instalación de generación por medio de energía solar fotovoltaica que vierte energía eléctrica a un taller de automoción conectado a la red de distribución de BT de la empresa distribuidora.

Cuenta con una potencia de 30.00kW definida por la potencia nominal del inversor seleccionado. El tipo de consumo será con acogida a compensación de excedentes, por lo que la energía no consumida por la nave industrial, será inyectada a la red de distribución pública.

La instalación se encuentra formada por 48 paneles fotovoltaicos de 555W formados por 144 células monocristalinas de silicio tecnología PERC.

Los paneles se instalan sobre la cubierta inclinada a dos aguas del edificio los cuales se sujetarán a la misma mediante microrrailes y fijaciones de chapa.

La orientación de los paneles es la óptima, 0° respecto al sur, además se evitarán las zonas en las que se produzcan sombras a causa del antepecho. La inclinación será de 35° para los paneles, pues es la óptima. Se han hecho varias simulaciones con PVGIS probando la inclinación en un rango +-10°, siendo este el de mejor eficiencia.

En planos adjuntos y en los siguientes apartados se encuentra de forma detallada la distribución de paneles, además de todos los cálculos eléctricos, estructurales, producción y económicos que componen el diseño y dimensionado de la instalación.

Los fusibles de protección de los paneles solares se dispondrán en las Cajas de Mantenimiento y Protección de los circuitos de C.C.

En la parte de C.A se instalarán los elementos de protección diferencial tipo A y la protección magnetotérmica, así como el elemento de control de bloque para el supuesto caso en el que el sistema detecte inyección de energía a la red. Estos elementos se instalarán en el cuadro eléctrico general del taller de automoción.

#### 4.3. PREVISIÓN DE POTENCIAS

La instalación solar fotovoltaica se encuentra constituida por strings que alimentarán a un inversor de 30kW. Los paneles de silicio monocristalino de tecnología PERC, siendo la potencia de pico en condiciones normales (STC) de 555Wp.

De este modo se dispone de un total de 48 paneles de 555Wp, lo que equivale a una potencia nominal del generador:

$$\text{Potencia pico generador} = 48\text{paneles} \times 555\text{W} = 26064 \text{ kWp}$$

Se dispone de un inversor CC/CA con una potencia de salida nominal 30kW, luego la potencia instalada:



Potencia nominal instalada = potencia inversor = 30kWn

#### 4.4. RESUMEN CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

Características generales de la instalación	
Uso	Generación fotovoltaica
Superficie Útil	500m <sup>2</sup>
Ubicación	Torreveja, Alicante
Tipo de Consumo	Compensación con excedentes
Tipo de panel	Hiku6 Mono PERC CS6-555
Marca de los paneles	Canadian Solar
Potencia pico del panel (Wp, STC)	555W
Número de paneles totales del campo	48
Potencia nominal del campo fotovoltaico (Wp, STC)	26.64 kWp
Modelo del Inversor	SUN2000-30KTL-M3
Marca del inversor	Huawei
Número de inversores	1
Máxima intensidad de salida	47,9 A
Potencia nominal del inversor	30,00 kWn
Tipo de conexión eléctrica (monofásica/trifásica)	Trifásica

*Tabla 4 - Características Generales*

#### 5. PRESUPUESTO

A continuación, se adjunta el resumen por capítulos del presupuesto mostrado en la sección anterior “1” y añadimos el beneficio industrial que el 6% de todos los costes directos e indirectos, todos los precios llevan IVA incluido.

---

Capítulo		Precio
Instalación fotovoltaica		15.637,55 €
Instalación eléctrica		5.803,96 €
Sistema de control, gestión y monitorización		924,12 €
Varios		3.545,18 €
Beneficio industrial (6%)		1.554,65€
	TOTAL	27.465,46 €

*Tabla 5 - Resumen presupuesto*

El presupuesto de ejecución material (PEM) de la instalación asciende a la cantidad de 27.465,46 € (VENTISIETE MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS con CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS).

#### 6. PLAZO DE EJECUCIÓN Y GARANTÍA

La empresa instaladora y el ingeniero mediante el desarrollo de este proyecto se compromete a la ejecución del mismo en el plazo de 12 días laborales.

Estando sujeta esta afirmación, a una sanción económica del 5% del presupuesto de ejecución por cada 2 días de retraso, desde la fecha límite firmada.

---

## (2) CÁLCULOS

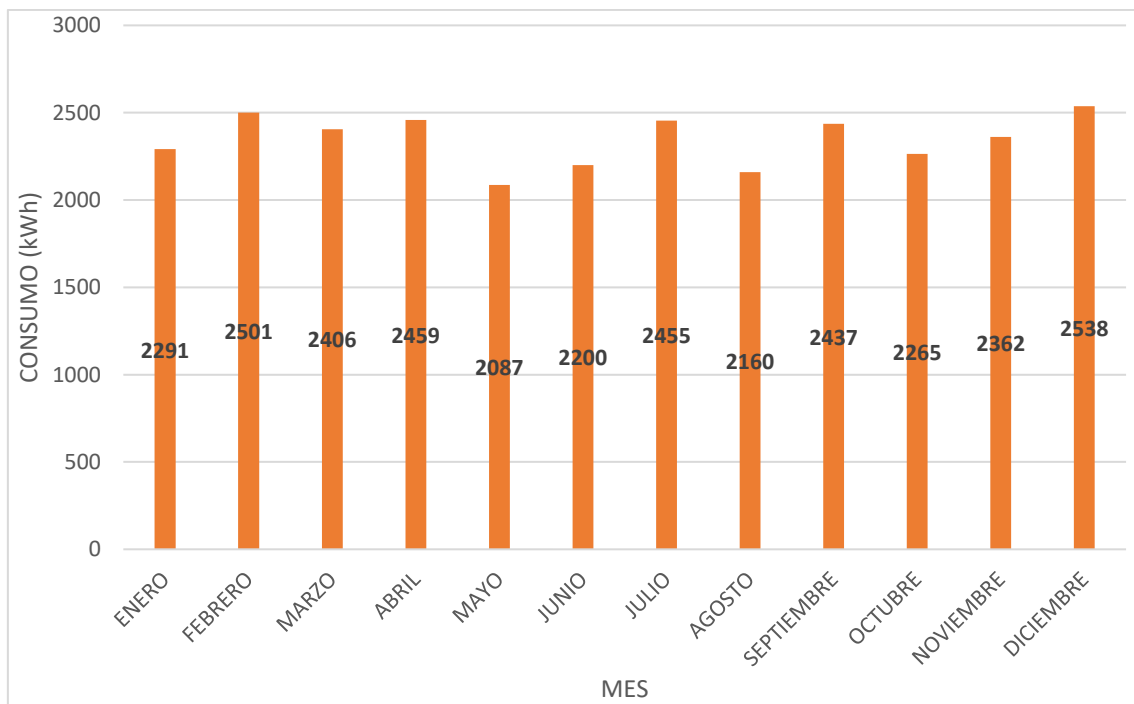
---

### 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

#### 1.1. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

El primer paso será analizar los datos de consumo eléctrico disponibles de la instalación. La empresa solicitante nos facilita las facturas del 2021 y podemos establecer las curvas de consumo anual.

Representando los datos en la siguiente gráfica:



Gráfica 1- Consumos 2021

Para el diseño de la instalación se ha preseleccionado un módulo del fabricante CANADIAN SOLAR, modelo CS6W-555MS.

Algunas de sus características técnicas se resumen en la tabla que mostramos a continuación. El resto de las características se pueden consultar en la ficha técnica completa, que se adjunta en el *ANEXO 10: FICHAS TÉCNICAS*.

CARACTERÍSTICAS MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Fabricante	CANADIAN SOLAR
Modelo	HIKU6 CS6W-555MS
TECNOLOGÍA	Silicio monocristalino
Potencia máxima	555W
Voltaje máxima potencia	41.9V
Intensidad máxima potencia	13.25A
Voltaje en circuito abierto	49.8V
Intensidad en cortocircuito	14.05A
Eficiencia	21.6%
Alto	2261mm
Largo	1134mm
Profundidad	30mm
Peso	27.6kg

*Tabla 6- Características módulo*

Tras analizar los datos de consumo y saber qué tipo de panel vamos a utilizar es momento de dimensionar la potencia pico de la instalación de autoconsumo. Para ello la expresión que facilita el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$P_{mp}$  = potencia pico del generador (kW)

$$G_{CEM} = 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

PR = indica el rendimiento (Performance Ratio)

Conocidos las exigencias energéticas y el módulo fotovoltaico, que deseamos instalar, planteamos dos posibles dimensionados:

- Dimensionado con estructura soporte (inclinación y orientación óptimas)

Para disponer de los datos de radiación consultamos la herramienta desarrollada por la Unión Europea PVGIS (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM) disponible en la web

[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es).

Esta aplicación ha servido de referencia en el presente proyecto para la consulta y extracción de datos meteorológicos y de producción de la planta.

En este primer caso, para disponer de los datos necesario de irradiación en nuestra localización utilizamos los datos mostrados en la siguiente tabla:

<i>Datos proporcionados</i>		<i>Resultado de la simulación</i>	
<i>Latitud/Longitud</i>	37.987, -0681	<i>Producción anual FV</i>	1635.98kWh
<i>Horizonte</i>	Calculado	<i>Irradiación anual</i>	2093.14 kWh/m <sup>2</sup>
<i>Base de datos</i>	PVGIS-SARAH2	<i>Variación interanual</i>	45.28kWh
<i>Tecnología FV</i>	Silicio Cristalino	<i>Cambios en la producción debido a:</i>	
<i>FV instalado</i>	1 kWp	-Ángulo de incidencia	-2.53%
<i>Pérdidas sistema</i>	14%	-Efectos espectrales	0.54%
<i>Ángulo de inclinación</i>	35°	-Temperatura y baja irradiancia	-7.26%
<i>Ángulo de azimut</i>	0°	<i>Pérdidas totales</i>	-21.84%

*Tabla 7- Datos PVGIS para estructura soporte*

Para conocer la potencia del campo de módulos y ya que la herramienta PVGIS nos otorga la irradiación anual:

$$P_{DC} = \frac{E_{AC}}{Y_r * PR} = \frac{30000}{2093.14 * 0.768} = 18.66 \text{ kW}$$

Donde  $E_{AC}$  es la energía consumida anual,  $Y_r$  es la irradiación anual dividida entre la irradiación de referencia y PR es el performance ratio.

El consumo, según facturas del taller en 2021 fue de 28161kWh, lo mayoramos a 30000kWh.

$$PR = 1 + k_{\text{total pérdidas}} =$$

$$1 + (k_{\text{ángulo incidencia}} + k_{\text{espectral}} + k_{\text{temperatura}} + k_{\text{sistema}})$$

Donde  $k_{\text{ángulo incidencia}}$  es la pérdida debida a los efectos de la reflectancia angular,  $k_{\text{espectral}}$  debida a los efectos espectrales,  $k_{\text{temperatura}}$  debida a la temperatura y niveles bajos de irradiancia y  $k_{\text{sistema}}$  debida a las pérdidas combinadas del sistema (cables, inversor, etc... que suele considerarse el 14%).

Por lo tanto:

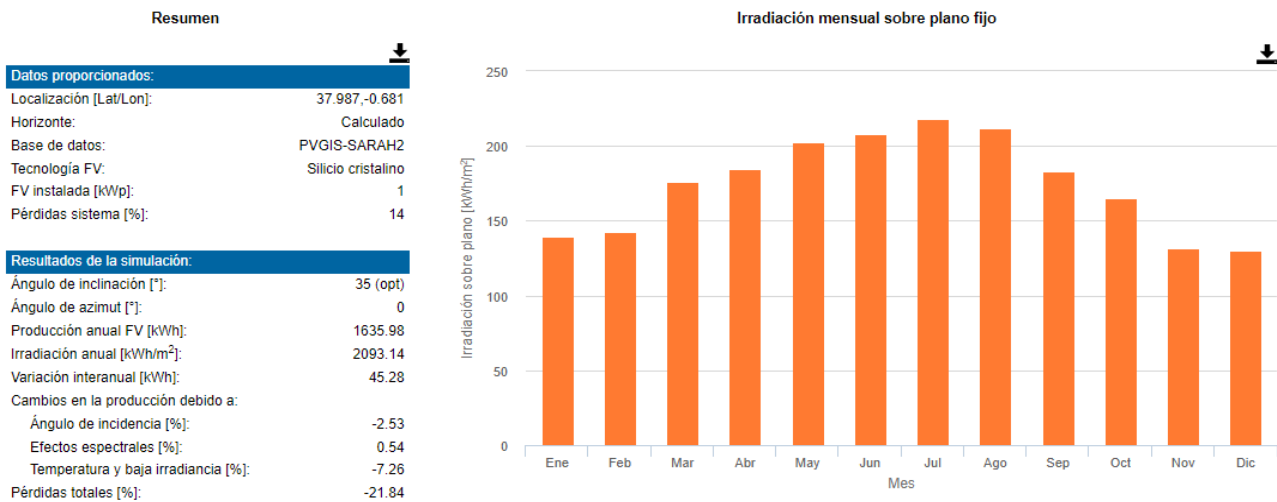


Ilustración 6 - Datos PVGIS para estructura soporte

$$PR = 1 - 2.53 + 0.54 - 7.26 - 14 = 1 - 23.25 = 1 - \left| \frac{23.25}{100} \right| = 0.768$$

Y los paneles necesarios, serán:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\text{DC}}}{P_{\text{nominal paneles}}} = \frac{18.66}{0.555} = 33.62 \approx 34 \text{ paneles}$$

Gráfica 2 - Datos PVGIS para estructura soporte

- Dimensionado para superposición en el techado

Repetimos el proceso de trabajo con la herramienta PVGIS con la diferencia que ahora trabajaremos con un ángulo de azimut diferente a 0° (siendo este el ideal puesto que es la orientación sur), la inclinación pues tomaremos la de la cubierta y cambiaremos la posición de montaje a “sobre el tejado/integrado en el edificio”.

Los datos que insertaremos para este supuesto, en diferencia del anterior, serán el ángulo de inclinación que será el propio del techado (13°) que variará en 22° respecto al de estructura soporte que se trabajó con la inclinación óptima (35°).

Además, insertaremos el ángulo de azimut para ambas aguas abajo, que serán de 113° y -67°.

<i>Datos proporcionados</i>		<i>Resultado de la simulación</i>	
<i>Latitud/Longitud</i>	37.987, -0681	<i>Producción anual FV</i>	1272.18kWh
<i>Horizonte</i>	Calculado	<i>Irradiación anual</i>	1708.85kWh/m <sup>2</sup>
<i>Base de datos</i>	PVGIS-SARAH2	<i>Variación interanual</i>	31.79kWh
<i>Tecnología FV</i>	Silicio Cristalino	<i>Cambios en la producción debido a:</i>	
<i>FV instalado</i>	1 kWp	-Ángulo de incidencia	-3.86%
<i>Pérdidas sistema</i>	14%	-Efectos espectrales	0.35%
<i>Ángulo de inclinación</i>	13°	-Temperatura y baja irradiancia	-10.27%
<i>Ángulo de azimut</i>	113°	<i>Pérdidas totales</i>	-25.55%

*Tabla 8 - Datos PVGIS para superposición (Suroeste)*

Reutilizamos la expresión usada para el dimensionado con estructura soporte:

$$P_{DC} = \frac{E_{AC}}{Y_r * PR} = \frac{30000}{1708.85 * 0.722} = 24.315 \text{ kW}$$

$$PR = 1 + k_{\text{total pérdidas}} =$$

$$1 + (k_{\text{ángulo incidencia}} + k_{\text{espectral}} + k_{\text{temperatura}} + k_{\text{sistema}})$$

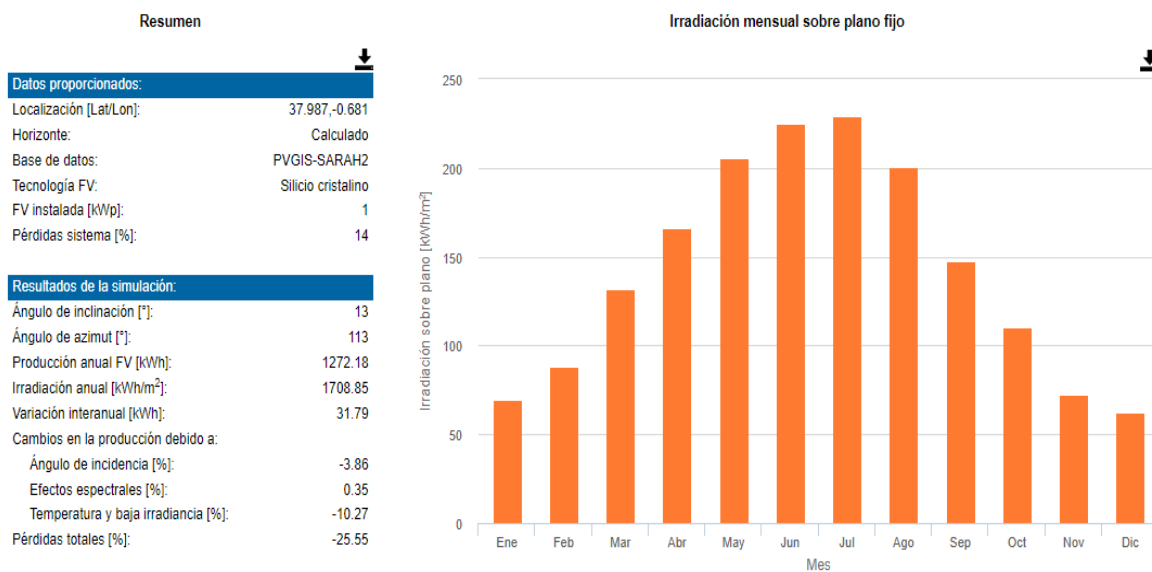


Por lo tanto:

$$PR = 1 - 3.86 + 0.35 - 10.27 - 14 = 1 - 27.78 = 1 - \left| \frac{27.78}{100} \right| = 0.722$$

Y los paneles necesarios, serán:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{DC}}{P_{\text{nominal paneles}}} = \frac{24.315}{0.555} = 43.81 \approx 44 \text{ paneles}$$



*Ilustración 7- Datos PVGIS (orientación Suroeste)*

Cómo ya hemos comentado, el techado tiene dos aguas abajo con diferente azimut, calculamos para el agua abajo orientado hacia el Sureste:

*Datos proporcionados*

*Resultado de la simulación*

Latitud/Longitud	37.987, -0681	Producción anual FV	1382.72kWh
Horizonte	Calculado	Irradiación anual	1849.36kWh/m <sup>2</sup>
Base de datos	PVGIS-SARAH2	Variación interanual	29.31kWh
Tecnología FV	Silicio Cristalino	Cambios en la producción debido a:	
FV instalado	1 kWp	-Ángulo de incidencia	-3.21%
Pérdidas sistema	14%	-Efectos espectrales	0.41%
Ángulo de inclinación	13°	-Temperatura y baja irradiancia	-10.55%
Ángulo de azimut	-67°	Pérdidas totales	-25.23%

Tabla 9 - Datos PVGIS para superposición (Sureste)

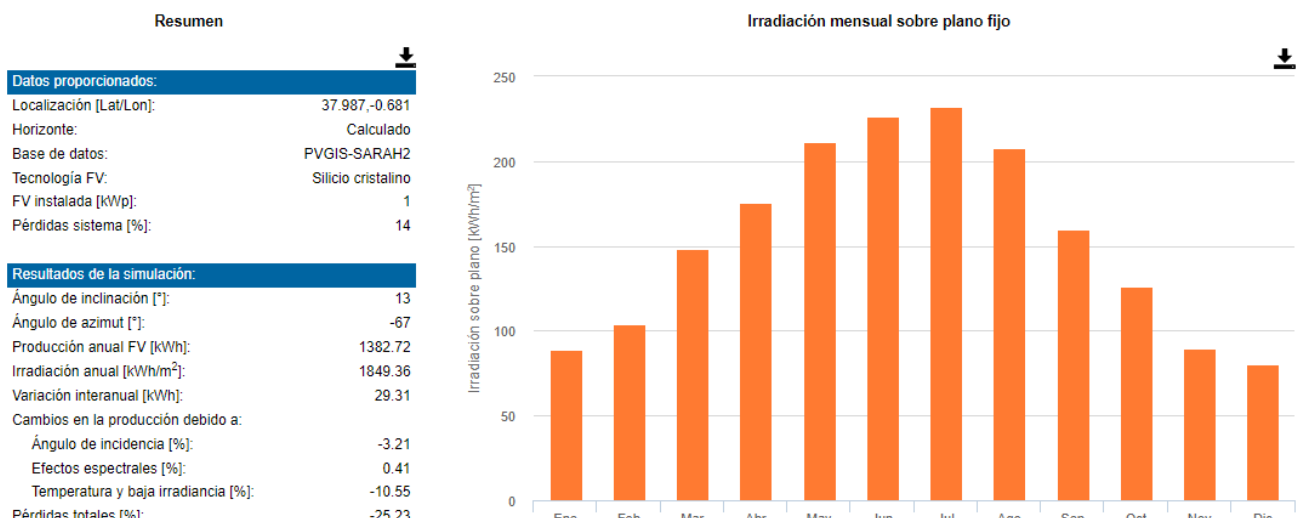


Ilustración 8 - Datos PVGIS superposición (Sureste)

$$P_{DC} = \frac{E_{AC}}{Y_r * PR} = \frac{30000}{1849.36 * 0.727} = 22.31 \text{ kW}$$

$$PR = 1 + k_{\text{total pérdidas}} =$$

$$1 + (k_{\text{ángulo incidencia}} + k_{\text{espectral}} + k_{\text{temperatura}} + k_{\text{sistema}})$$

Por lo tanto:

$$PR = 1 - 3.21 + 0.41 - 10.55 - 14 = 1 - 27.35 = 1 - \left| \frac{27.35}{100} \right| = 0.727$$

Y los paneles necesarios, serán:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{\text{DC}}}{P_{\text{nominal paneles}}} = \frac{22.31}{0.555} = 40.198 \approx 42 \text{ paneles}$$

Una vez obtenidos los números de paneles necesarios, 34 y 44 (siendo la situación más desfavorable) en los respectivos casos.

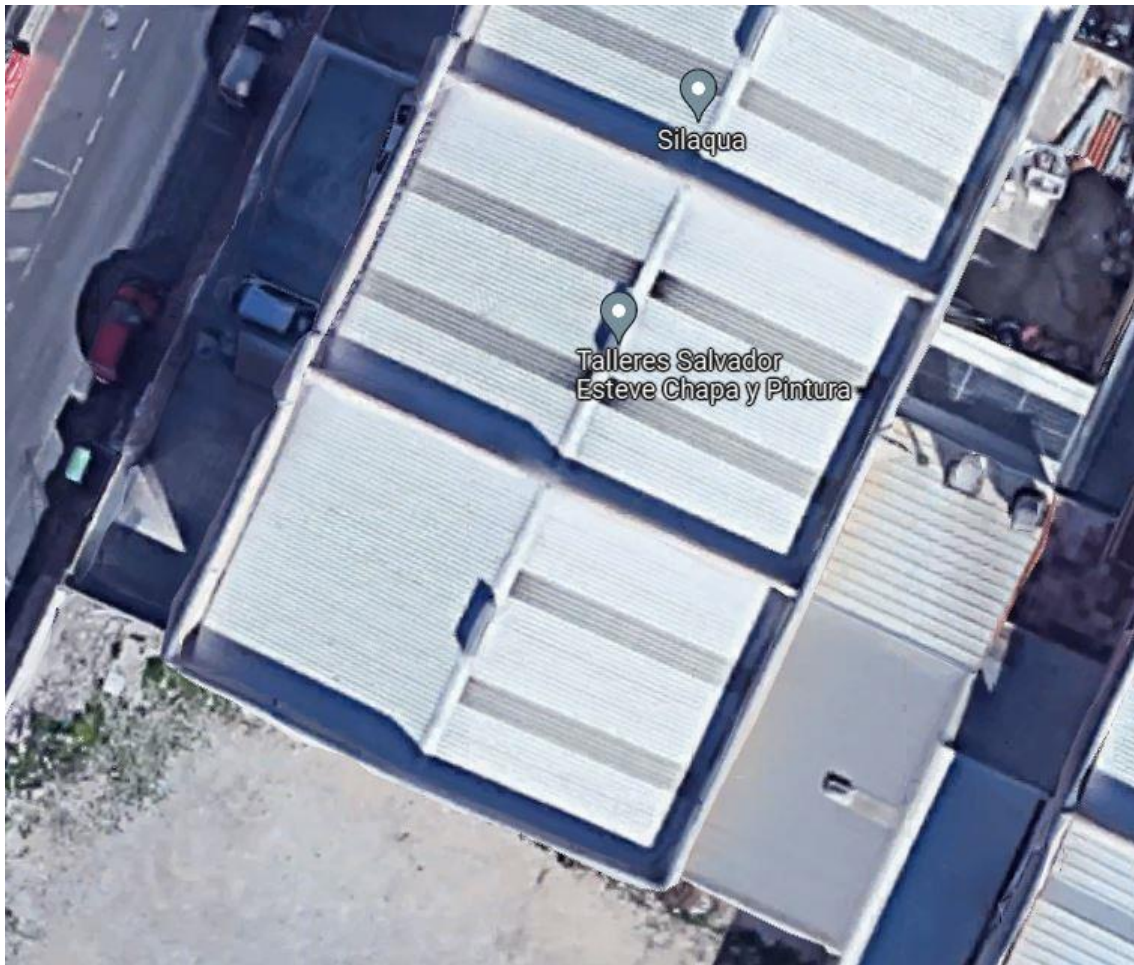
Contemplaremos la capacidad del techado de asumir estos paneles:

$$- A_{\text{panel}} = a \times b = 2.261 \times 1.134 = 2,564 \text{ m}^2$$

-Conocida la superficie del techado,  $500\text{m}^2$ .

$$N_{\text{módulos}} = \frac{A_{\text{techado}}}{A_{\text{paneles}}} = \frac{500}{2.564} = 195.01 \text{ paneles}$$

Siendo conocedores que hay espacio suficiente para la instalación de los paneles dimensionados en los dos casos anteriores, intentaremos encontrar la situación energética más favorable. Para ello, dos necesidades a tener en cuenta, conseguir beneficiarnos de la mejor situación en cuanto a irradiación e intentar instalar los paneles en las zonas donde se obtengan las menores pérdidas provocadas por sombras del antepecho del techado.



*Ilustración 9 - Superficie techado*

Se podrán instalar un número mayor de módulos sabiendo que, consiguiendo generar excedentes en los meses de mayor irradiación, especialmente en el tramo de marzo a octubre que se superan los 160 kWh/m<sup>2</sup>, podremos maximizar la rentabilidad de la instalación.

No obstante, debemos tener en cuenta que no debemos apurar el paño de cubierta del cliente, la disposición de los módulos también se ha hecho teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- 
- Mantenimiento de la instalación: con tal de prevenir que se pueda pisar el módulo (en caso de instalación coplanar) durante las tareas relacionadas con la limpieza, comprobaciones eléctricas, intervención por avería, etc. Para poder facilitar dichas tareas debemos respetar al menos las siguientes distancias:
    - Retranqueo de 0.5-1 metro desde el canalón
  - Mantenimiento de la cubierta: para tareas relacionadas con la limpieza y vigilancia de los canalones, goteras, etc. Para poder facilitar esta labor debemos respetar las siguientes distancias.
    - Retranqueo adicional de 0.5-1m
  - Proyección de sombras: el diseño de las naves implica que la altura total de las paredes sea superior a la del techado, generando un sombreado en las horas de posición más baja del sol. Este sombreado se ha tenido en cuenta para delimitar la zona en la que, intentar, no instalar módulos.
    - Se comprobará si los 1-2 metros ya estipulados son suficientes.

En el *CAPÍTULO: CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS* se pueden consultar los resultados sobre sombreado.

Los detalles de instalación en el techado se encuentran en *PLANOS*.

Teniendo en cuenta estas condiciones de montaje en el techado, el área total disponible se reducirá. De todos modos, seguimos contando con espacio suficiente para la instalación de los paneles calculados en ambos casos de dimensionamiento.

En el estudio de estos supuestos y por petición del cliente sobredimensionaremos la instalación. Aumentando así la probabilidad de generar excedentes los meses de mejor irradiación y poder llegar al objetivo energético en los meses de peores condiciones climatológicas.

En consecuencia, realizaremos el resto del proyecto en vista a la posición libre, debido especialmente a la diferencia de aprovechamiento energético, la

producción anual en el mejor caso de instalación coplanar es 1382.72kWh y, en cambio, con la instalación en posición libre es de 1635.98kWh para 1kWp instalado.

## 1.2. PREVISIÓN DE POTENCIAS

Conocida la mejor situación energética y que disponemos del área suficiente para la instalación de nuestros paneles fotovoltaicos, realizamos los cálculos para la previsión de potencias en función de los consumos hora a hora para el mes de peor irradiancia que además coincide con uno de los mayores consumos en la división mensual.

Un consumo de 2538kWh en diciembre en los cuales asumimos 20 días laborables con 6 horas solar pico donde cubriremos esos consumos mayoritariamente.

- ✓ Consumo diario laboral de 21.15 kW y lo mayoramos 25% teniendo en cuenta pérdidas, en total 26.45 kW.
- ✓ Potencia pico del generador

$$P_{mp} = P_{modulos} * N_{modulos} = 0.555 * 48 = 26.64 \text{ kWp}$$

Con esta estimación cubriríamos ya el consumo, debido a ser una edificación industrial y que no tenemos un tope de generación, esta instalación seguirá generando en los días no laborales, esto se obtendrá como excedente. Los cálculos de producción y económicos se podrán consultar en los siguientes apartados.

Si deseáramos ajustar el consumo a la producción, tendríamos que instalar 44 paneles, obteniendo una producción para Diciembre de 2569kWh.

- ✓ Potencia nominal del generador



Para hallar la potencia nominal del generador, o potencia del inversor, volvemos a plantear la fórmula inyectada del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA:

$$P_{\text{nominal}} = \frac{P_{\text{mp}} * E * PR}{G_{\text{CEM}}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

$P_{\text{mp}}$  = potencia pico del generador

$$G_{\text{CEM}} = \frac{1\text{kW}}{\text{m}^2}$$

E= punto máxima radiación año

Para conocer la potencia máxima que nos entregará el generador tomamos los datos de radiación de PVGIS, esto se producirá el mes de agosto a las 14:00h, con una radiación promedio de 933.97 W/m<sup>2</sup>. Tomando el Performance Ratio de 0.768.

$$P_{\text{nominal}} = \frac{26.64 * 0.934 * 0.768}{1} = 19.11 \text{ kWn}$$

La potencia nominal del sistema será de 19.11kWn, correspondiente a un campo solar de 26.64kWp instalados.

## 2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Para la determinación del número de paneles que se instalarán en serie y/o paralelo debemos pensar conjuntamente con el tipo de inversor, la potencia total admitida, el voltaje máximo y mínimo admitido, etc.

Hemos considerado el uso, sobredimensionando, de 48 módulos de 555W, según el cálculo inicial.



La distribución óptima pensada será la de 1 string de 12 módulos en serie. Cada string irá conectado a un regulador de carga MPPT implementados en el inversor.

### 2.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA

Los cálculos de las líneas de corriente continua se reducen a las líneas de cable que unen los string- MMPT- inversor, estos se detallan en las siguientes tablas donde comprobamos que las salidas de los strings cumplen con los rangos de valores de entrada al inversor.

	<b>Módulo</b>	<b>String (12mod.)</b>
<b>V<sub>mpp</sub> (25°C)</b>	41.9V	502.8V
<b>V<sub>oc</sub> (25°C)</b>	49.8V	597.6V
<b>I<sub>mpp</sub> (25°C)</b>	13.25A	13.25A
<b>I<sub>sc</sub> (25°C)</b>	14.05A	14.05A
<b>P<sub>máx</sub> (25°C)</b>	555W	6660W

Debemos comprobar que las potencias, las intensidades y voltajes de entrada según la conexión eléctrica de los paneles solares estén dentro de los límites permitidos por el equipo.

El inversor seleccionado incluye 4 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) y permite la conexión de 8 series de módulos a la entrada (2 string por cada MPPT).

En nuestro caso contamos con 4 string sin pares de series idénticas conectadas a cada MPPT.

	<b>String</b>	<b>Inversor</b>	
<b>V<sub>mpp</sub> (25°C)</b>	502.8V	200-1000V	ok
<b>V<sub>oc</sub> (25°C)</b>	597.6V	1100V	ok
<b>I<sub>mpp</sub> (25°C)</b>	13.25A	26A	ok
<b>I<sub>sc</sub> (25°C)</b>	14.05A	40A	ok
<b>P<sub>máx</sub> (25°C)</b>	6660W	30kW	ok

Se comprueba que para una mínima de  $-5^{\circ}\text{C}$ , la subida de tensión y la bajada de corriente en la línea sigue siendo válidas para el inversor:

$$V_{oc}(-5^{\circ}\text{C}) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) + \left[ \frac{V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) * \Delta\%}{100} \right] = 49.8 + \left[ \frac{49.8 * 7.8}{100} \right] = 53.684\text{V}$$

$$\Delta\% = \Delta T * \gamma(V_{oc}) = (T' - 25^{\circ}\text{C}) * \gamma(V_{oc}) = (-5 - 25)^{\circ}\text{C} * -0.26 \%/^{\circ}\text{C} = 7.8\%$$

	Módulo	String(12mod)	Inversor	
<b>Voc (<math>-5^{\circ}\text{C}</math>)</b>	53.684	644.21	1100V	ok
<b>Isc (<math>-5^{\circ}\text{C}</math>)</b>	13.84A	13.84A	40A	ok
<b>Pmáx (<math>-5^{\circ}\text{C}</math>)</b>	611.61W	7339.32W	30kW	ok

Se comprueba que para una máxima de  $70^{\circ}\text{C}$ , la bajada de tensión y la subida de corriente en la línea sigue siendo válidas para el inversor:

	Módulo	String(12mod)	Inversor	
<b>Voc (<math>70^{\circ}\text{C}</math>)</b>	43.97V	527.64V	1100V	ok
<b>Isc (<math>70^{\circ}\text{C}</math>)</b>	14.36A	14.36A	40A	ok
<b>Pmáx (<math>70^{\circ}\text{C}</math>)</b>	470.085	5641.02W	30kW	ok

De este modo se comprueba como los parámetros del inversor seleccionado se encuentra dentro de los valores del campo fotovoltaico diseñado, corroborando la idoneidad del mismo.

El inversor seleccionado es el HUAWEI SUN2000-30KTL-M3, sus características podrán verse en su totalidad en el *ANEXO 10: FICHAS TÉCNICAS*.

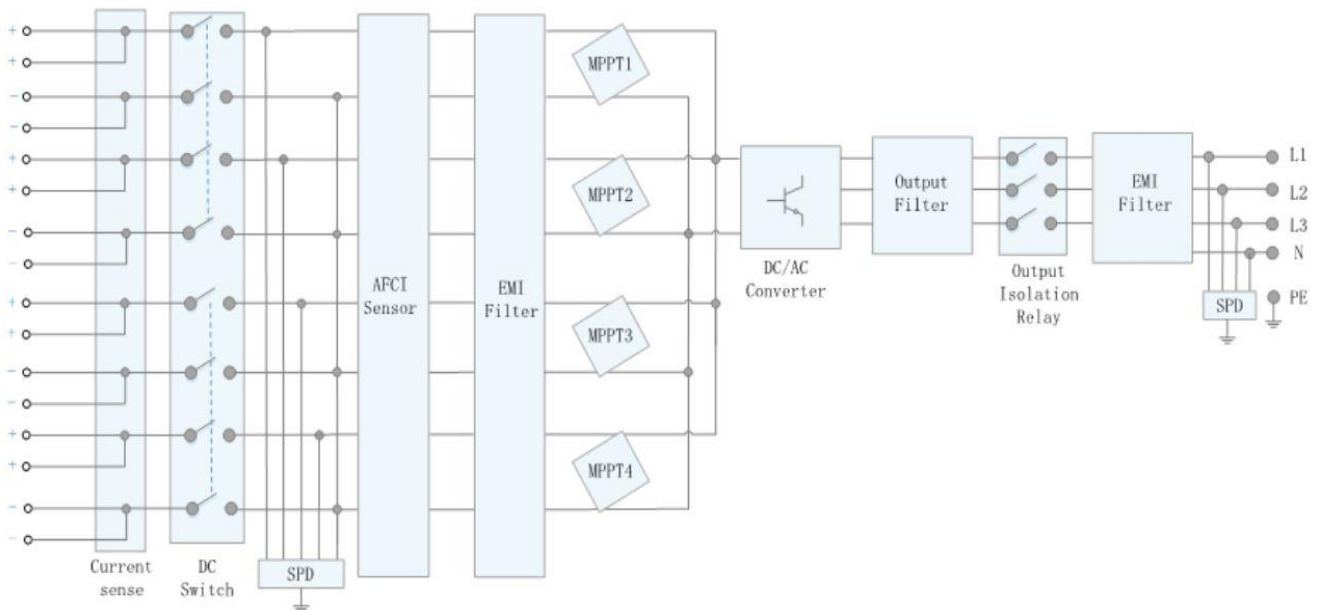


Ilustración 10 -Diagrama de circuito Inversor

## 2.2. CÁLCULOS DE SECCIONES DE LOS CONDUCTORES EN LÍNEA C.C

La elección de la sección del cableado se ha basado en la aplicación de dos criterios: *Criterio Térmico* y *Criterio de Caída de Tensión*. Ambos casos se fundamentan en el Efecto Joule, de modo que la emisión de calor debe quedar siempre por debajo de la soportada por el cable. Se adoptará, en cada situación, la sección mayor de entre las obtenidas mediante los dos métodos citados.

Para el total de la instalación se ha impuesto una caída de tensión máxima del 1.5% para el tramo de corriente continua (C.C) y para el de corriente alterna (C.A). De este modo cumplimos con la prescripción del Pliego de Condiciones Técnicas, el cuál establece el límite máximo de 1.5%.

Estos primero cálculos corresponden con los conductores de paneles fotovoltaicos a inversor (pasando por la caja de protecciones de corriente continua).

➤ Criterio térmico

Siguiendo la “Tabla 2 (Tabla A-52-1 bis- UNE 20.460-5-523). Intensidades admisibles (A) para cables no enterrados. T<sup>a</sup> amb. 40°C en el aire.” de la ITC-BT-19, se ha seleccionado como criterio conservador para los cálculos el método de instalación E “Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical”.

Factores de corrección a aplicar:

- Factor de corrección por acción directa del sol (UNE 20435. 3.1.2.1.4) aplicaremos factor de corrección 0.9.
- Factor de corrección por temperatura superior a 40°C; consideramos 50°C el peor supuesto de temperatura.

Basándonos en la tabla A.1 “Factores de corrección por T<sup>a</sup> ambiente distinta a 40°C en el aire” de la ITC-BT-19 aplicaremos el factor de corrección 0.9.

- Factor de corrección por agrupamiento, basándonos en la Tabla E-Guía T (Tabla C.52.3 UNE-HD 60364-5-52): nuestro valor será 0.8

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines), etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.  
 Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.  
 Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.  
 Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.  
 Nota 5. Si un número se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.

*Ilustración 11 - Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos*

- La ITC-BT-19 considera que bajo ciertas condiciones debe aumentarse el coeficiente, en nuestro caso "Instalaciones Generadoras de BT" la intensidad de cálculo será mayorada 125%.

Luego incrementaremos el 25% de la intensidad y aplicaremos el resto de coeficientes inversamente para obtener la sección del conductor directamente en la tabla de intensidades.

$$\text{Intensidad} = \frac{I_{sc} \times 1.25}{FC1 \times FC2 \times FC3} = \frac{14.05 \times 1.25}{0.8 \times 0.9 \times 0.9} = 27.103A$$

Atendiendo a la tabla A de la Guía ITC-BT-19, en modo de instalación E, un circuito 2xXLPE de 4 mm<sup>2</sup> de sección con conductores de cobre a 40°C de temperatura, soporta 45 A, luego se cumple:

Intensidad de cálculo < Intensidad Admisible; 27.103 A < 45 A









			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>A</b>		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
<b>A2</b>		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
<b>B</b>		Conductores aislados en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>B2</b>		Cables multiconductores en tubos <sup>2)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
<b>C</b>		Cables multiconductores directamente sobre la pared <sup>3)</sup>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
<b>E</b>		Cables multiconductores al aire libre <sup>5)</sup> . Distancia a la pared no inferior a 0.3D <sup>3)</sup>					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
<b>F</b>		Cables unipolares en contacto mutuo <sup>4)</sup> . Distancia a la pared no inferior a D <sup>3)</sup>						3x PVC			3x XLPE o EPR <sup>1)</sup>		
<b>G</b>		Cables unipolares separados mínimo D <sup>3)</sup>								3x PVC <sup>1)</sup>		3x XLPE o EPR	
		mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Cobre</b>		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Ilustración 12 -Intensidades admisibles (A) para cables no enterrados. T<sup>a</sup> amb. 40°C en el aire

➤ Criterio Caída de Tensión

La cadena más alejada será:

String 1: 1 x 12 paneles

Que se encuentra situada en la zona de la cubierta más alejada de donde se sitúa la bajada a la planta baja y conexión con el cuadro de protecciones del lado de continua. La cadena de 12 paneles que se encuentra más distante del inversor tiene una longitud máxima de 50 metros y se alimentarán con secciones de 4 mm<sup>2</sup>.

La ITC-BT 40 en su punto 5, dice que el cálculo para la caída de tensión se realizará para la intensidad nominal.

$$e\% = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S \times U} \times 100$$

Donde:

- $\rho$ : Resistividad del cobre a 90°C, 0,023  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .

-S: Sección, 4 mm<sup>2</sup>.

-L: Longitud (longitud máxima de cadena).

-I: Intensidad de cálculo, 14.05 A.

-e%: Caída de tensión porcentual.

-U: Tensión de salida del ramal, 12 x 49.8 = 597.6 V.

Nº string	Longitud cadena (m)	c.d.t (%)
1	50	1.35
2	40	1.08
3	45	1.21
4	35	0.95

La sección de 4 mm<sup>2</sup> para los strings cumple tanto para el criterio de caída de tensión como el criterio térmico (intensidad admisible).

### **Conductores unipolares 4 mm<sup>2</sup>, RZ1-K, 0,6/1 kV Cu.**

#### 2.3. CÁLCULOS DE SECCIONES DE LOS CONDUCTORES EN LÍNEA C.A

Corresponde al tramo de cableado que, saliendo del inversor conecta con las protecciones colocadas en el CGBT existente. Se trata de un cableado compuesto por 3 fases + conductor neutro.

#### ➤ Criterio Térmico



La intensidad máxima de salida del inversor para una potencia de 30,00 kW, factor de potencia 1 y tensión de 400 V es de 43,30 A, al aplicar el 125% resulta una intensidad para cálculo térmico de 54,12 A.

Estos conductores van bajo canalización entubada atendiendo tabla A de la Guía de la ITC-BT-19, modo de instalación B1, columna 8, soporta una intensidad de 73 A, luego cumplen.

Conductores unipolares 4x16 mm<sup>2</sup>, RZ1-K, 0.6/1 kV Cu.

La sección del conductor de neutro será RZ1-K 0,6/1 kV, 1x 16 mm<sup>2</sup>, Cu.

Intensidad de cálculo < Intensidad admisible; 54,12 A < 73 A

➤ Criterio Caída de Tensión

Tenemos un inversor con sección de 16 mm<sup>2</sup> y una distancia de 5 metros respecto del cuadro eléctrico de baja tensión existente en la nave (CGBT), efectuamos el cálculo.

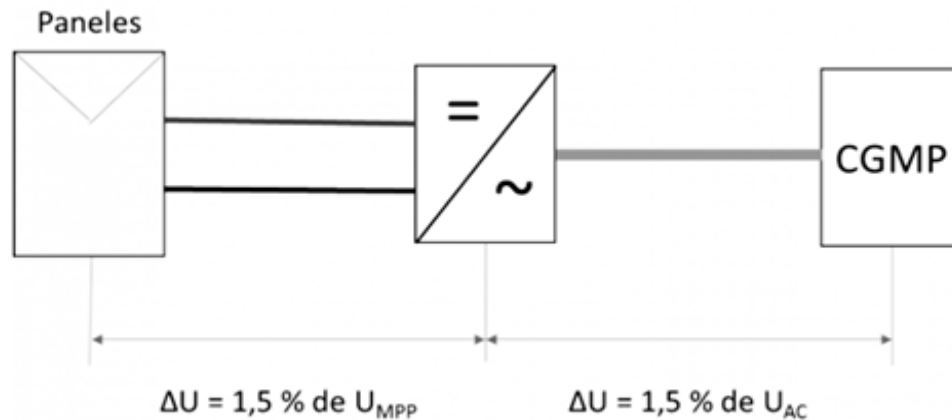
La caída de tensión viene dada por la siguiente fórmula:

$$e\% = \frac{\sqrt{3} \times \rho \times L \times I}{S \times U} \times 100$$

siendo nuestra tensión de salida 400V e intensidad de salida 54.12A, el valor de la caída de tensión = 0.17%.

Hay que tener presente que según la ITC-BT-40, en su punto 5, la caída máxima entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, será inferior a 1,5%.

También conviene recordar que el Pliego de Condiciones del IDAE en su punto 5.5.2, establece una caída máxima entre los paneles y la salida del generador de un 1,5%.



*Ilustración 13- Caídas de tensión permitidas IDAE*

Con lo cual los resultados obtenidos se encuentran por debajo de los valores exigidos.

#### 2.4. PUESTA A TIERRA

Según el vigente reglamento ITC BT-18, la puesta a tierra se dimensionará de forma que su resistencia de tierra en cualquier circunstancia previsible no sea superior al valor especificado por ella en cada caso. Este valor de la resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda llegar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

Para el cálculo del electrodo se empleará la formula:

$$R_e = \frac{\rho_{\text{terreno}}}{L} = \frac{150}{2} = 75 \Omega$$

Correspondiente a un electrodo formado por picas verticales enterradas y en la que:

- $\rho$  terreno: Resistividad del terreno, valor considerado, 150  $\Omega \cdot m$
- $R_e$ : Resistencia a tierra del electrodo ( $\Omega$ )
- $L$ : Longitud de las picas (m), 2 metros.

Atendiendo al Reglamento de Baja Tensión, para espacios húmedos, la tensión de contacto ante un fallo en el aislamiento no debe sobrepasar los 24 V. Por lo tanto, en función de la sensibilidad del diferencial se presente un valor de resistencia a tierra que no se debe sobrepasar.

$$R_t \leq \frac{24}{I_d} = \frac{24}{0.3} = 80 \Omega$$

- Id: Valor de la sensibilidad del interruptor diferencial a emplear (A), que para este caso es de 0,3 A.

Con independencia de lo expuesto anteriormente, se recomienda que la instalación de puesta a tierra no sobrepase los de 10  $\Omega$ .

Se empleará la puesta a tierra del edificio. En caso de superar ese límite, se instalará 8 piquetas de 2 metros de longitud, unidas por conductor desnudo de cobre de 35 mm<sup>2</sup>.

$$R_{total\ tierra} = \frac{75\Omega}{8} = 9.375\Omega < 10\Omega$$

## 2.5. PROTECCIONES A INSTALAR

### ➤ Sobrecargas

Para la comprobación de la protección frente a sobrecargas mediante un determinado dispositivo de protección nos basamos en los criterios establecidos en la Norma UNE20-460 (parte 4-43). Según esta norma, se considera que un dispositivo de protección protege de modo efectivo a un conductor si se verifican las dos condiciones siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z ; I_2 \leq 1.45 * I_z$$

- $I_b$  = intensidad de utilización, tomaremos la  $I_{sc}$  del módulo.
- $I_z$  = Intensidad admisible del conductor según propuesta de norma UNE 20460-5-523.
- $I_n$  = Intensidad nominal del dispositivo de protección.

- $I_2$  = Intensidad que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo.

Para el caso de interruptores magnetotérmicos según UNE's 60898 y 61009.

$$I_2 = 1.45 * I_n$$

Para el caso de fusibles de tipo gG,

$$I_2 = I_f = 1.6 * I_n, \quad \text{si } I_n \geq 16A$$

$$I_2 = I_f = 1.9 * I_n, \quad \text{si } 4A < I_n < 16A$$

Conductores de paneles a inversor: Conductores unipolares 4 mm<sup>2</sup>, RZ1-K 0,6 1kV Cu.

Se protegen con fusibles tipo gG de 15 A. Los siguientes cálculos son realizados para el conductor de sección (4 mm<sup>2</sup>).

$$I_b \leq I_n \leq I_z; \quad 13,80 A \leq 15 A \leq 45 A$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z; \quad 1,9 * 15 A \leq 1,45 * 45; \quad 28,5 A \leq 65,25 A$$

Conductor de Inversor a Cuadro General de Baja Tensión (existente):

Conductores unipolares RZ1-K 0,6/1 kV, 4x16 mm<sup>2</sup>+ 1x16 mm<sup>2</sup>, Cu. Se protegen con interruptor magnetotérmico de 63 A, 15kA.

$$I_b \leq I_d \leq I_e; \quad 47,90 A \leq 63 A \leq 80 A$$

Por lo que se constata que todas las líneas quedan efectivamente protegidas frente a sobrecargas.

➤ Cortocircuitos

El poder de corte de los dispositivos no será inferior a la intensidad de

---

cortocircuito máxima prevista en su punto de utilización, salvo que exista otro dispositivo con el suficiente poder de corte instalado aguas arriba.

El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito no será superior al tiempo que tarden los conductores en alcanzar su temperatura máxima admisible.

En la línea de entrada al cuadro eléctrico de la nave se instalará un interruptor automático. El dispositivo se puede configurar y quedara de la siguiente forma:

- $I_n = 63 \text{ A}$
- Numero de polos: 4 polos
- $P_{deC} = 15 \text{ kA}$
- $I_{mag} = 10 * I_n$

Este dispositivo representa el punto de partida de la instalación de generación, seguidamente nos encontramos con la línea que alimenta la instalación de generación, y finalmente tenemos el inversor correspondiente a las agrupaciones de paneles, el cual dispone de las protecciones expuestas en el apartado anterior.

Se ha previsto 15 kA de poder de corte en el interruptor automático ya que cualquier instalación que se conecte a red de distribución pública en el punto inicial consta de 12 kA de poder de corte. Como desconocemos la distancia entre el punto de conexión (CGP) con el cuadro eléctrico existente de la nave, suponemos 15 kA.

Fusibles tipo gl-gGde15 A / 10kA / 1.000 V DC, en cada polo de cada cadena serie de paneles, como elementos que permitan labores de mantenimiento.

### 3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS

#### 3.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Se dispondrán los paneles únicamente con un acimut de  $0^\circ$  e inclinación de  $35^\circ$ , siendo ambos valores los óptimos.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, nuestra instalación tiene que cumplir los siguientes ratios de pérdidas:

*Tabla I*

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

*Ilustración 14 -Pérdidas máximas admitidas IDEA*

En nuestro caso las pérdidas por orientación e inclinación son del 0%, ya que observando la siguiente imagen podemos observar como la curva de inclinación coincide con la recta de azimut en el máximo.

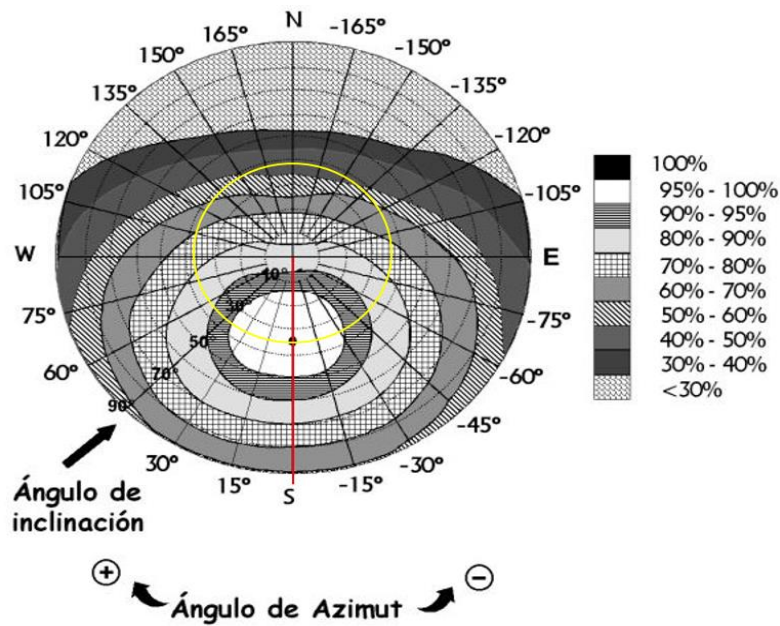


Ilustración 15 -Diagrama pérdidas según azimut e inclinación

### 3.2. SEPARACIÓN ENTRE FILAS Y OBSTÁCULOS

El siguiente paso es saber que distancia mínima dejaremos entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno.

En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, el Pliego IDAE le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ .

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Ilustración 16 - Tabla VII del Pliego CT IDAE, factor adimensional  $k$



---

En nuestro caso los antepechos del techado miden 1.5m en la parte frontal y 0.5m los laterales. Siendo el valor  $k$ , para la latitud de nuestro proyecto ( $38^\circ$ ), igual a 2.356.

La distancia  $d$  sería:  $d_{fachada} \geq h * k = 1.5 * 2.356 = 3.53m$

Considerando que la superficie donde actúa la sombra del antepecho de la fachada es la parte más inferior de la cubierta, trabajando con proyecciones, nos da que la  $d_{fachada} = 2.35m$ .

$d_{lateral, trasera} \geq h * k = 0.5 * 2.356 = 1.18m$

Sin embargo, el antepecho lateral al estar en paralelo a nuestra cubierta si que actuará como un objeto en horizontal no alterando la medida obtenida.

Una vez conocida la zona de sombreado que debemos evitar, en el área libre restante instalaremos nuestros paneles. Estos paneles entre ellos, si no se pudieran colocar en una única hilera, generarán sombras que deberemos tener en cuenta para su instalación. En vista a la superficie libre será necesario realizar dicho cálculo.

Además, para el cálculo de la distancia entre hileras de módulos tendremos en cuenta que la cubierta es inclinada a ambos lados, en dirección a la perpendicular de los paneles ( $9.85^\circ$  y  $-9.85^\circ$ ).

De este modo, el proceso de cálculo de la longitud de sombreado se realiza de forma similar al caso de una superficie horizontal como explica el Pliego CT IDEA.

Donde el tejado A con inclinación positiva necesitará de menor distancia entre paneles para poder ubicarlos en la superficie disponible. Siendo necesario conocer el: ángulo de inclinación del tejado, ángulo del panel, longitud del panel y la latitud del lugar.

En nuestro caso, calcularemos la distancia asemejando la situación plana como la que nos da el Pliego CT IDEA pero con la trigonometría correspondiente:

$$\sin \beta = \frac{h+\Delta h}{l}; \tan \alpha = \frac{\Delta h}{d}; d > h \cdot k$$

Conocidos:  $l = 2.261\text{m}$ ,  $k = 2.356$ ,  $\beta = 35^\circ$ ,  $\alpha = 9.85^\circ$  y  $\alpha' = -9.85^\circ$

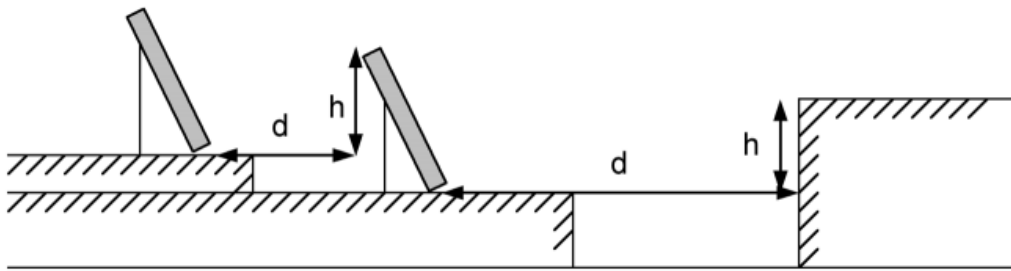


Ilustración 17 - Distancias sombreado CT

- Para el tejado A ( $\alpha = 9.85^\circ$ ), siendo el valor de  $h = 0.69\text{m}$ , nuestra distancia entre paneles será de  $d = h \cdot k = 1.63\text{m}$
- Para el tejado B ( $\alpha' = -9.85^\circ$ ), siendo el valor de  $h = 2.73\text{m}$ , nuestra distancia será de  $d' = h' \cdot k = 6.45\text{m}$

Cumpliendo así con las distancias que se había dimensionado para la actual disposición de los módulos.

### 3.3. PÉRDIDAS EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

Para calcular las pérdidas por elementos debemos diferenciar dichas pérdidas.

En el dimensionamiento de la instalación hemos usado el término PR "Performance Ratio" o Rendimiento energético de la instalación. Esta eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo es de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_d * G_{cem}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp}} = 0.768$$

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

-La temperatura que dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento.

-El cableado, las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2$$

$$R = 0,000002 L / S$$

R: es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L: es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S: es la sección de cada cable, en cm<sup>2</sup>.

En nuestro caso tanto en la parte de CC como para la parte de CA debe ser inferior al 1.5%.

-Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.

-Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.

-La eficiencia energética de otros elementos en operación.

-La eficiencia energética del inversor.

#### 4. CÁLCULO ESTRUCTURAL

##### 4.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se pretende justificar la idoneidad de la cubierta existente para albergar la instalación proyectada. La construcción data del año 2005, por lo que el reglamento de aplicación será el CTE.

Consultamos el Documento Básico SE y el Documento Básico SE-AE para analizar el valor de sobrecarga de uso de nuestra cubierta.

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m <sup>2</sup> ]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 <sup>(1)</sup>
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente <sup>(2)</sup>			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación <sup>(3)</sup>	G1 <sup>(7)</sup>	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 <sup>(4),(6)</sup>	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) <sup>(5)</sup>	0,4 <sup>(4)</sup>	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

*Ilustración 18 -Valores característicos de las sobrecargas de uso*

Clasificando según la tabla del DB SE-AE:

- Categoría de uso: G
- Subcategorías de uso: G1- Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado)
- Carga uniforme (kN/m<sup>2</sup>): 0.4

Haciendo la conversión nuestra cubierta tendrá un valor sobrecarga de uso de 40 kg/m<sup>2</sup>.

#### 4.2. VERIFICACIÓN RESISTENCIA

En la siguiente tabla veremos los elementos y sus pesos asociados a instalar directamente sobre la cubierta. Recordemos que trabajamos en 4 zonas diferenciadas, que se reparten en diferentes aguas abajo.

Nuestra verificación será en el caso más desfavorable, el área con mayor número de paneles instalados, y a la cuál mayoraremos el resultado un 10% para incluir la totalidad de elementos fijadores, pequeños materiales e ir por el lado de la seguridad.

ELEMENTO	CANTIDAD	PESO	TOTAL	
<b>Módulos FV</b>	12 uds	27.6 kg	331.2 kg	83%
<b>Estructuras soporte</b>	2*panel	3 kg/m	72 kg	16%
<b>Cableado</b>	100 m	0.09 kg/m	9 kg	1%
<b>Total + 10%</b>			453.42 kg	

El área ocupada total por los módulos es de  $74.775m^2$  (en el lado de fachada donde hay menos superficie por sombreado), por lo que el peso propio de la instalación será de  $6.07 kg/m^2 \ll 40 kg/m^2$  según el DB SE-AE.

Por lo que podemos justificar que la estabilidad estructural de la nave no se verá afectada por la instalación.

## 5. ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN

### 5.1. INTRODUCCIÓN

Para el cálculo de la producción total del sistema fotovoltaico se recurre a la herramienta PVGIS, reconocida en el sector fotovoltaico y que representa unos valores fiables.

En el cálculo de la producción, los datos de entrada son la ubicación, la orientación e inclinación del campo fotovoltaico, la potencia pico instalada y las pérdidas totales, datos conocidos ya.

### 5.2. CURVAS DIARIAS DE PRODUCCIÓN

Para más adelante comparar los consumos reales diarios con la producción, se necesitan las gráficas de producción diarias.

Los datos medios diarios que ofrece el programa son la irradiancia solar directa, difusa y global, utilizaremos esta última ya que representa el total.

Para el cálculo de la potencia media diaria a partir de la irradiancia global utilizaremos la fórmula indicada en el apartado de cálculo de la producción anual esperada del pliego de condiciones del IDEA:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

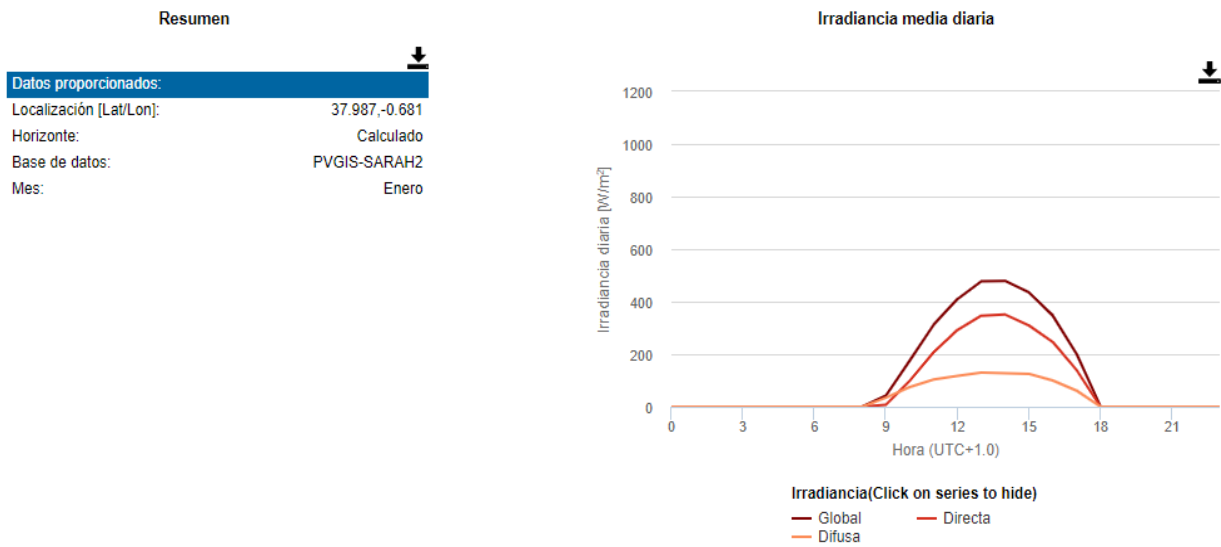
Donde:

$P_{mp}$  = potencia pico del generador (kW)

$$G_{CEM} = \frac{1 \text{ kW}}{\text{m}^2}$$

PR = conjunto pérdidas (Performance Ratio)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Irradiancia, con una inclinación  $\alpha$  ( $35^\circ$ ) y un azimut  $\beta$  ( $0^\circ$ ), (kW/m<sup>2</sup>)

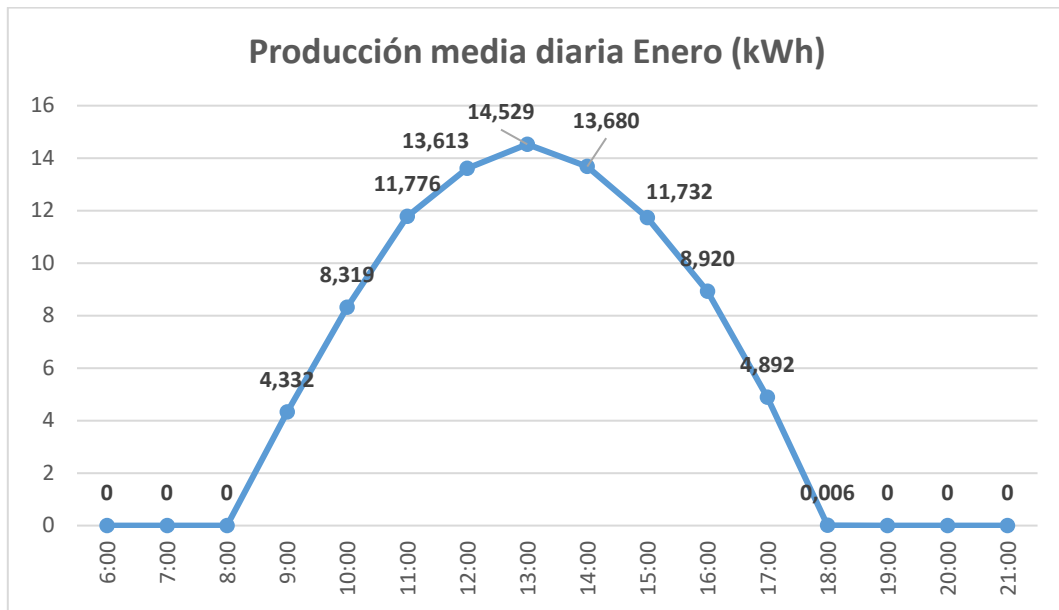


*Ilustración 19 - Irradiancia media diaria en Enero*

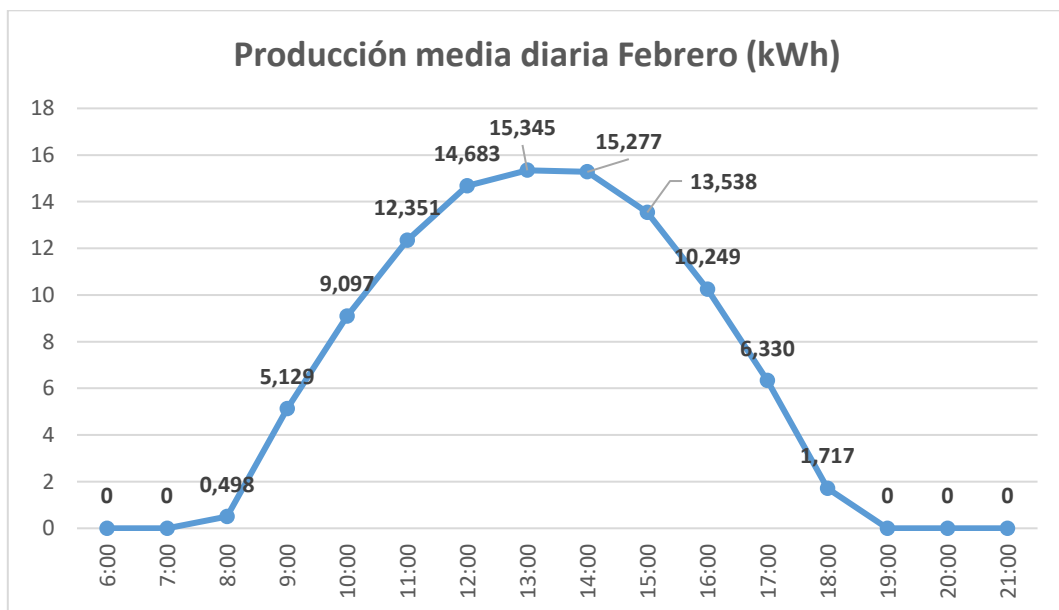
Con los datos de la irradiancia diaria y la fórmula se consiguen las 12 gráficas tipo de cada mes.

Además podemos hacer una comparativa del consumo diario con la producción diaria en días laborales y no laborales, los consumos como explicaremos más detalladamente en *CÁLCULOS ECONÓMICOS* se han dividido en 3 temporadas.

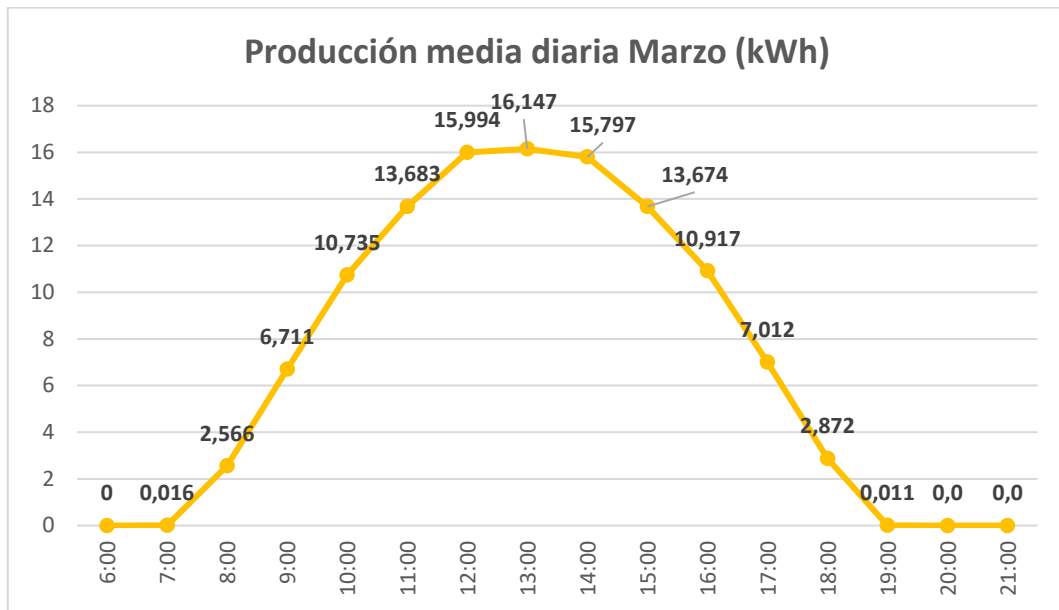




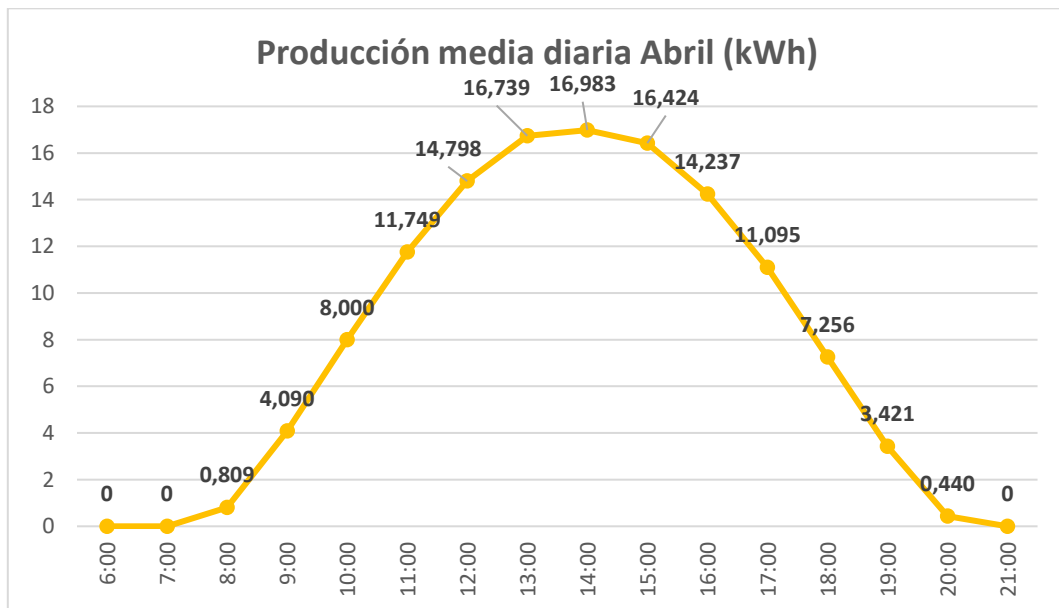
Gráfica 2 - Producción media diaria Enero



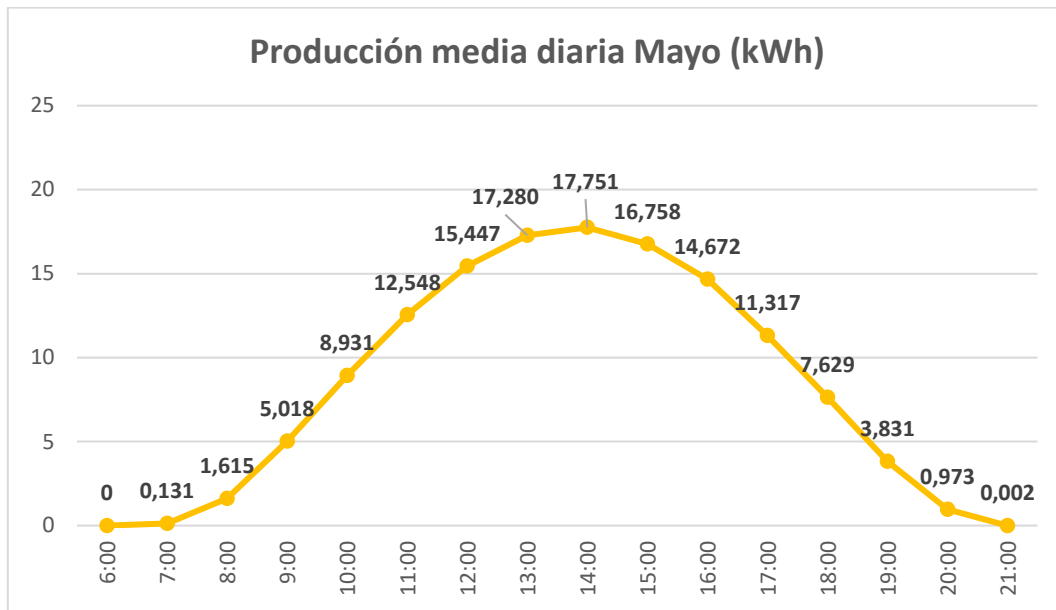
Gráfica 3- Producción media diaria Febrero



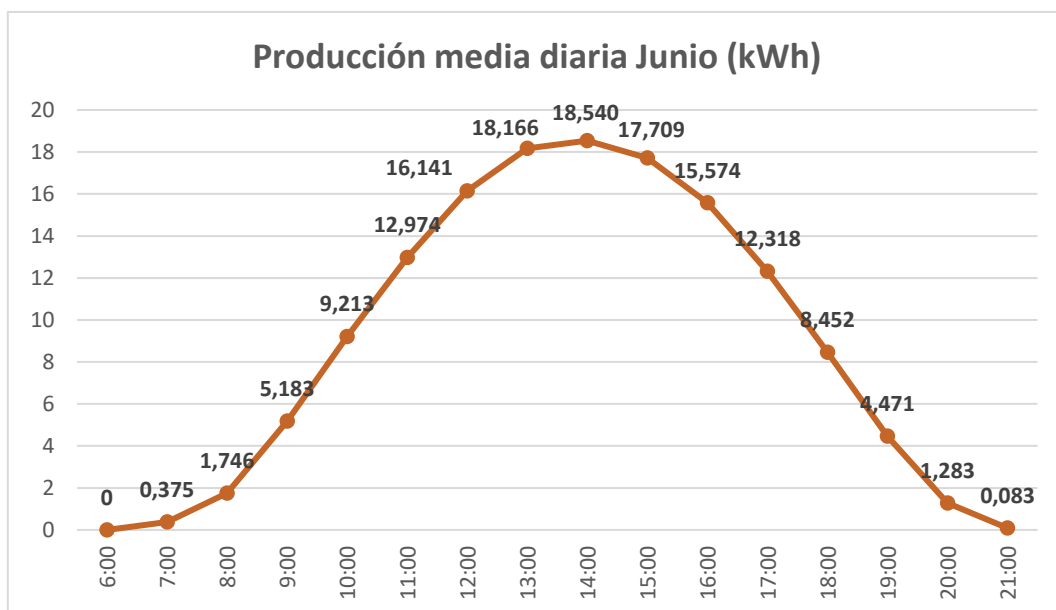
Gráfica 4- Producción media diaria Marzo



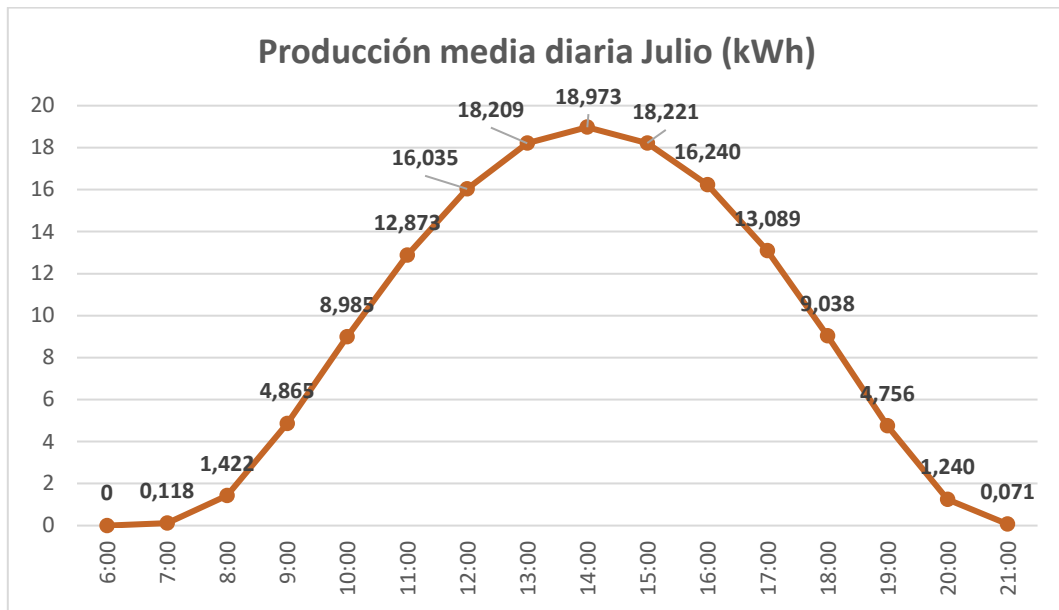
Gráfica 5 – Producción media diaria Abril



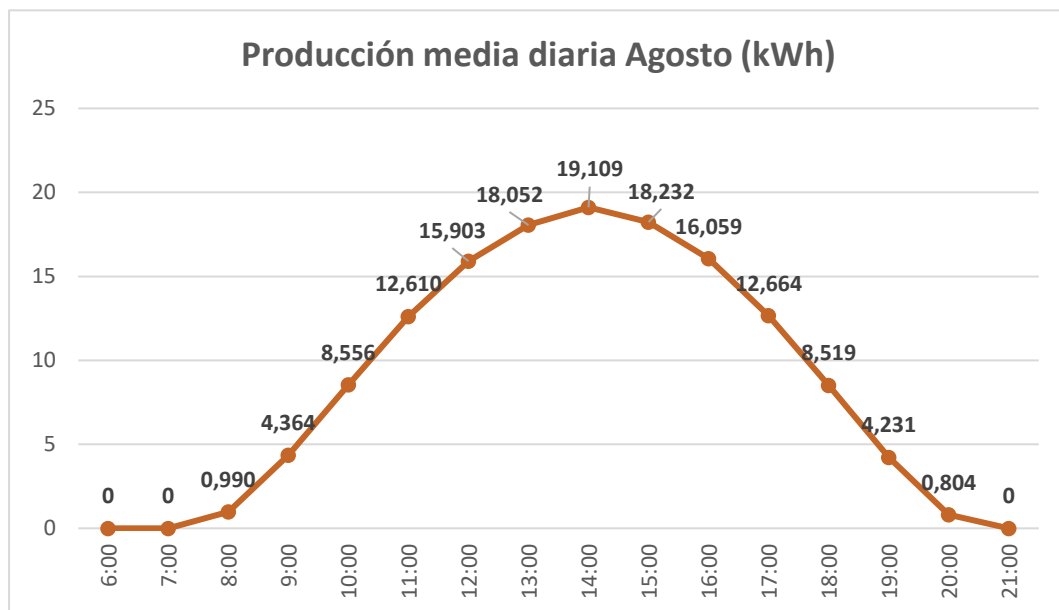
Gráfica 6 – Producción media diaria Mayo



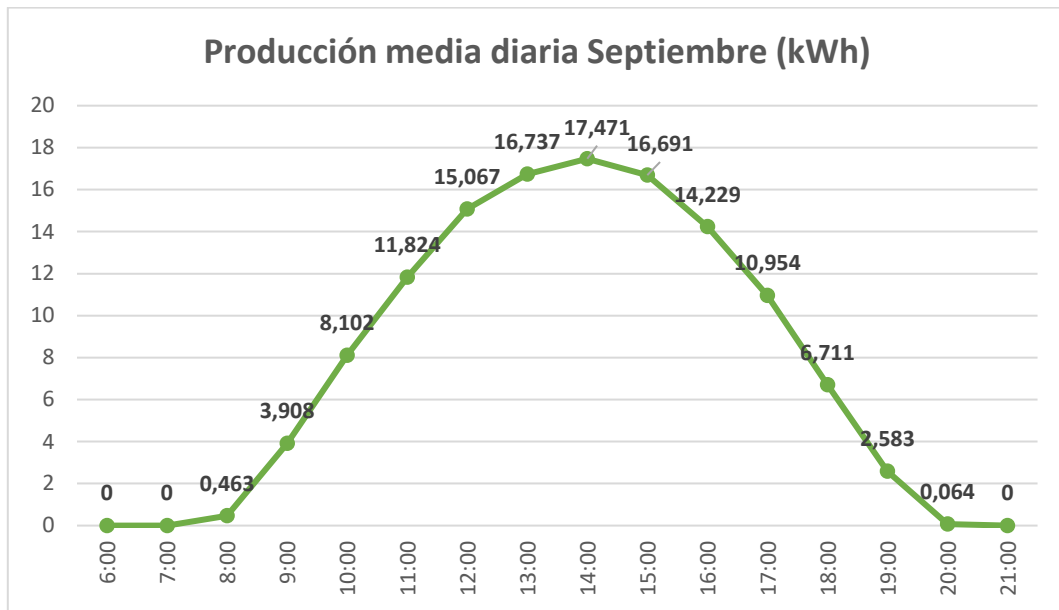
Gráfica 7 – Producción media diaria Junio



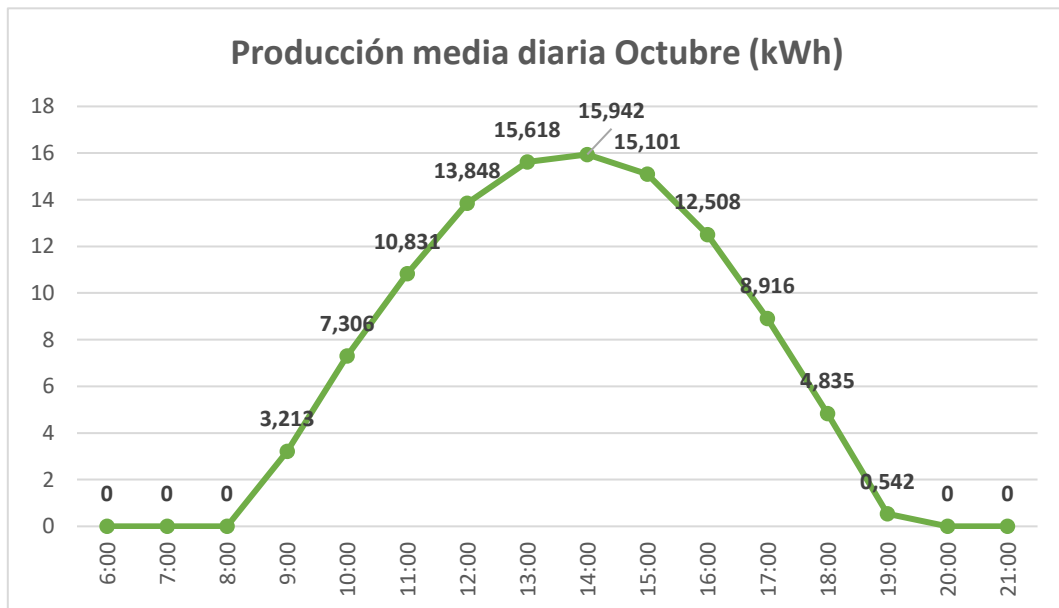
Gráfica 8 – Producción media diaria Julio



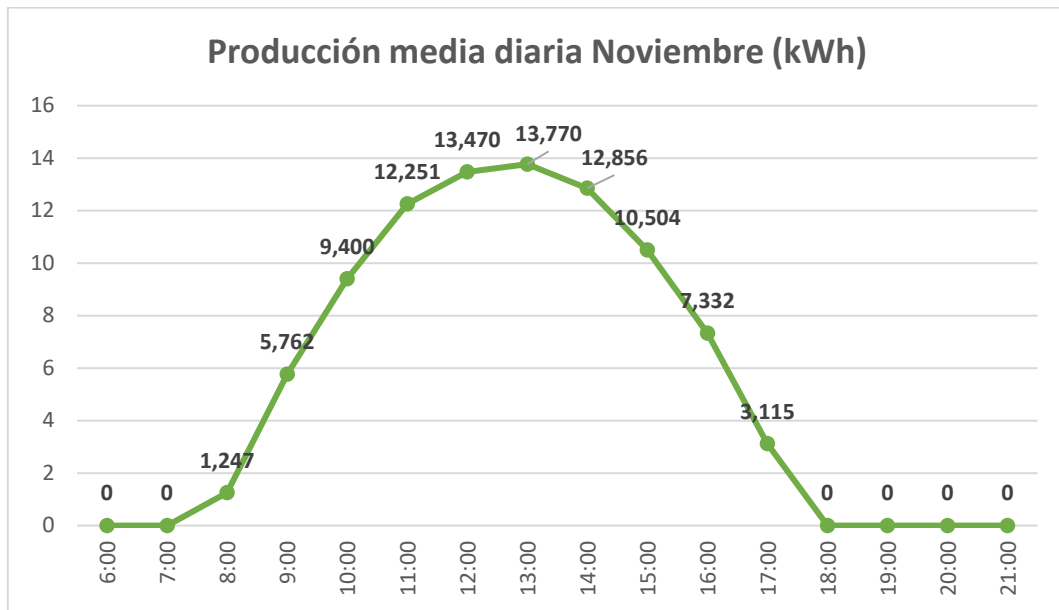
Gráfica 9 – Producción media diaria Agosto



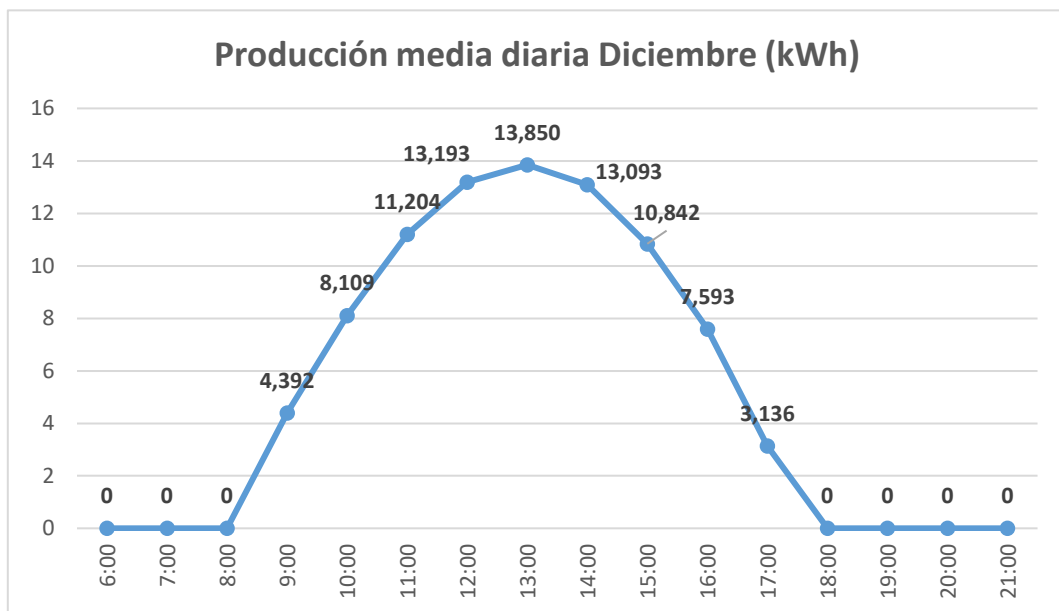
Gráfica 10 – Producción media diaria Septiembre



Gráfica 11 – Producción media diaria Octubre



Gráfica 12 – Producción media diaria Noviembre



Gráfica 13 – Producción media diaria Diciembre

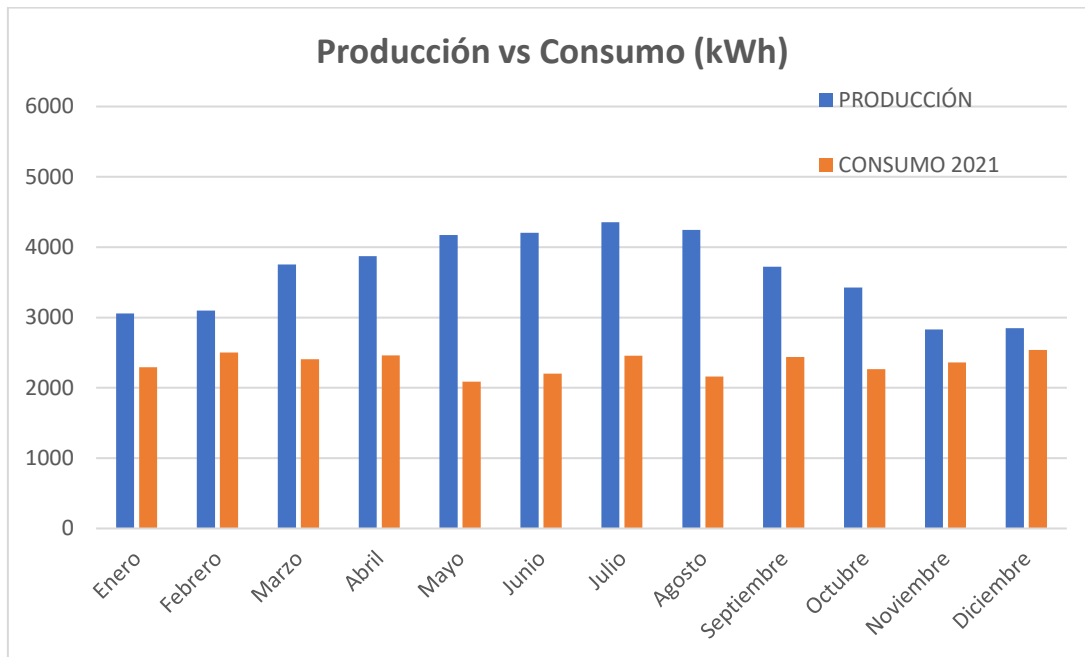
### 5.3. PRODUCCIÓN VS CONSUMO

Las tablas anteriores reflejan la energía media diaria, pero podemos obtener la energía mensual generada con nuestras condiciones de instalación y así obtener la energía mensual generada. Esta energía podemos compararla con la energía mensual consumida en el 2021 gracias a las facturas que nos proporcionó el cliente, y a raíz de estos datos, obtener el porcentaje de energía aprovechada, en términos económicos será el ahorro, además de la cantidad de energía, que, en algunos casos, obtendremos como excedente.

MES	PRODUCCIÓN (kWh)	CONSUMO (kWh)	MARGEN (%)	MARGEN (kWh)
ENERO	3058,38	2291	25,09	767,38
FEBRERO	3096,99	2501	19,24	595,99
MARZO	3753,28	2406	35,90	1347,28
ABRIL	3871,23	2459	36,48	1412,23
MAYO	4171,69	2087	49,97	2084,69
JUNIO	4204,1	2200	47,67	2004,1
JULIO	4353,51	2455	43,61	1898,51
AGOSTO	4247,76	2160	49,15	2087,76
SEPTIEMBRE	3720,78	2437	34,50	1283,78
OCTUBRE	3425,59	2265	33,88	1160,59
NOVIEMBRE	2828,87	2362	16,50	466,87
DICIEMBRE	2849,19	2538	10,92	311,19
<b>TOTAL</b>	<b>43581,37</b>	<b>28161</b>		<b>15420,37</b>

*Tabla 10 - Mes - Producción – Consumo*





Gráfica 14 - Producción vs Consumo

El dimensionamiento de la planta consigue que el 100% de la energía producida sea consumida. Y a menos que el cliente, se ha supuesto que sí por su volumen de trabajo y ampliación del negocio, no aumente su consumo, se generará todos los meses un excedente que nos ayudará a la amortización de la inversión.

Procedemos a calcular el rendimiento respecto de la radiación,  $Y_r$ , que se define como:

$$Y_r = H/G_0 = 2093.18 \text{ (kWh/m}^2\text{)} / 1 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2}\right) = 2093.18h$$

Donde H es la irradiancia media anual en la ubicación geográfica y  $G_0$  es la potencia de radiación solar por unidad de superficie en condiciones ideales (sin absorción atmosférica).

La productividad de la planta,  $Y_p$ , se define como:

$$Y_p = E_{AC}/P_{DC} = 43581.37 \text{ kWh} / 26.64 \text{ kW} = 1635.94h$$

Producción anual FV	Irradiación anual	Productividad de la planta	Aprovechamiento Yp
43581.37kWh	2093.18	1635.94h	78%

## 6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

### 6.1. INTRODUCCIÓN

El ahorro económico que generará la instalación se calculará comparando las gráficas diarias de producción y las de consumo.

Se distinguirá 2 tipos de días, laborable (lunes a viernes) y no laborables (sábados y domingos). El día no laborable supondrá un consumo del 5% del día laborable.

Las gráficas de consumo no variarán mucho mensualmente.

Sin embargo, elaboraremos 3 gráficas de consumo por temporadas, agrupándolas 4 meses por época climática:

- Temporada fría: noviembre, diciembre, enero y febrero
- Temporada estándar: marzo, abril, mayo y octubre
- Temporada caliente: junio, julio, agosto y septiembre

### 6.2. CONSUMOS DIARIOS

Para el cálculo de los consumos diarios, hablaremos solo de los días laborables, agrupándolo en 4 tipos de consumo:

- ✓ Iluminación
- ✓ Compresor y cabina de pintura.
- ✓ Maquinaria de trabajo
- ✓ Otros

#### A. ILUMINACIÓN

Dividiremos las lámparas por zonas ya que son diferentes potencias, consideraremos para las tres temporadas el mismo tiempo de uso.

El área de trabajo, fachada y patio interior están iluminados mediante luminarias lámpara VSAP de 250W, contando un total de 5 en el área de trabajo, 1 en fachada y 1 en patio interior. Por otro lado, las zonas de servicio a clientes o personal están iluminadas cada una con una pantalla de 2 tubos fluorescentes, cada uno de 36W.

Estancia	Potencia	Coefficiente de uso
Área de trabajo	1250W	1
Oficinas	144W	1
Aseo y zona descanso	144W	0.3
Fachada y patio	500W	0.3

#### B. COMPRESOR Y CABINA DE PINTURA

Consideramos necesario separar estas máquinas por dos cuestiones individualizadas:

- ✓ El compresor está la jornada completa activo, siendo una máquina de una potencia considerable.  
Su potencia es de 5.5kW y el coeficiente de uso será 1.
- ✓ La cabina de pintura es la maquinaria del taller de mayor exigencia energética, su actividad no es continua pero sí un mínimo de 1-2 veces en la jornada al 100% de su rendimiento.  
Su potencia es de 10kW y el coeficiente de uso será 0.5

#### C. MAQUINARIA DE TRABAJO

-Se van a suponer unos consumos totales de 2kWh a través de los enchufes monofásicos disponibles activos en cada estancia, con un coeficiente de uso de 0.5.

- 
- Las dos oficinas y la cabina de pintura cuentan con 1 ordenador cada uno. El consumo de cada ordenador será de 0.2kWh, con un coeficiente de uso 1.
  - Los elevadores tienen una potencia de 3kW, con un coeficiente de uso de 0.3.
  - La bancada tiene una potencia de 2kW, con un coeficiente de uso de 0.1.

#### D. OTROS

Por último, englobaremos varios términos que variarán en función de la temporada:

-Climatización:

- a) Temporada fría: estufas de secado 1kW, coeficiente de uso 0.3.
- b) Temporada caliente: ventiladores y aire acondicionado de la oficina.

Los ventiladores, repartidos por diferentes zonas del área de trabajo, tienen una potencia cada uno 120W, con un coeficiente de uso de 1. El aparato de aire acondicionado 3.4kW, con un coeficiente de uso de 0.3.

-Frigorífico: consumo 350kWh, coeficiente de uso 1.

-Máquina de limpieza: 550W de potencia, coeficiente de uso 0.1.

#### 6.3. GRÁFICAS DE CONSUMO DIARIO

Con los datos de potencia por horas de trabajo, o directamente con los datos de consumo y, en ambos casos, multiplicando por el coeficiente de uso de obtendremos las gráficas de consumo diario para día laboral. Para horario no laboral el consumo descenderá un 95%.

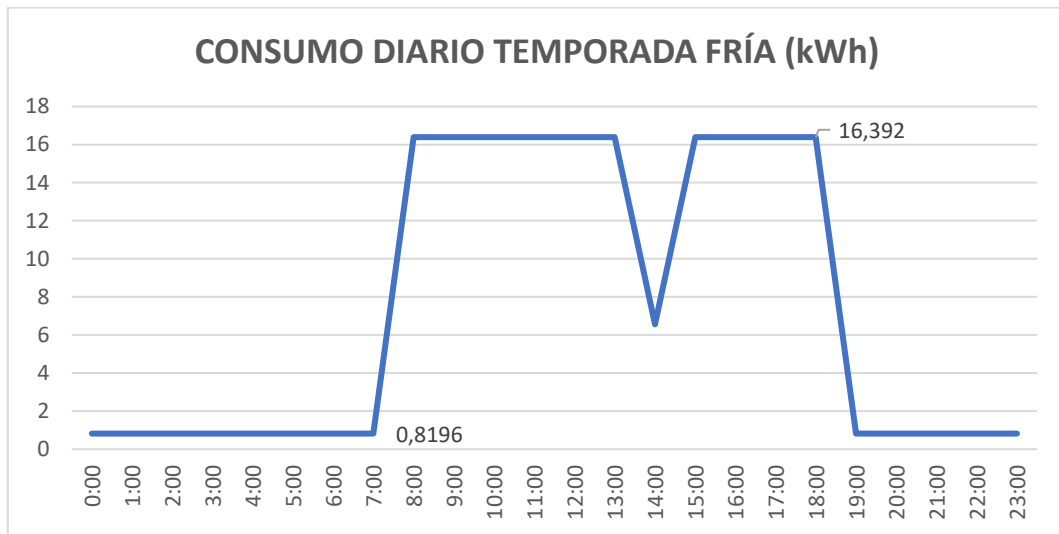
Los valores totales se consideran constantes a lo largo de la jornada laboral de la empresa (8:00-18:00) excepto en el descanso de 1h que se reducen un 60%.

En la siguiente tabla desglosamos los tipos de consumo y representándolo en sus correspondientes gráficas de diario.

Dichos datos los enfrentaremos con los datos de producción diaria, separándolos en sus correspondientes temporadas. Seguido de ello haremos el análisis económico basándonos en la diferentes tasas horarias.

TIPOS DE CONSUMO	POTENCIA (kW)	COEF. DE USO	CONSUMO HORA	CONSUMO TOTAL (kWh)
ÁREA DE TRABAJO	1,25	1	1.25	10
OFICINAS	0,144	1	0.144	1,152
ASEO Y ZONA DESCANSO	0,144	0,3	0.043	0,3456
FACHADO Y PATIO	0,5	0,3	0.15	1,2
COMPRESOR	5,5	1	5.5	44
CABINA DE PINTURA	10	0,5	5	40
ENCHUFES		0,5	1	1
ORDENADORES (x3)		1	0.6	0,6
ELEVADOR	3	0,3	0.9	7,2
BANCADA	2	0,1	0.2	1,6
ESTUFAS	1	0,3	0.3	2,4
VENTILADORES (x3)	0,36	1	0.36	2,88
AIRE ACONDICIONADO	3,4	0,3	1.02	8,16
FRIGORIFICO		1	1.25	1,25
MAQUINA DE LIMPIEZA	0,55	0,1	0.055	0,44

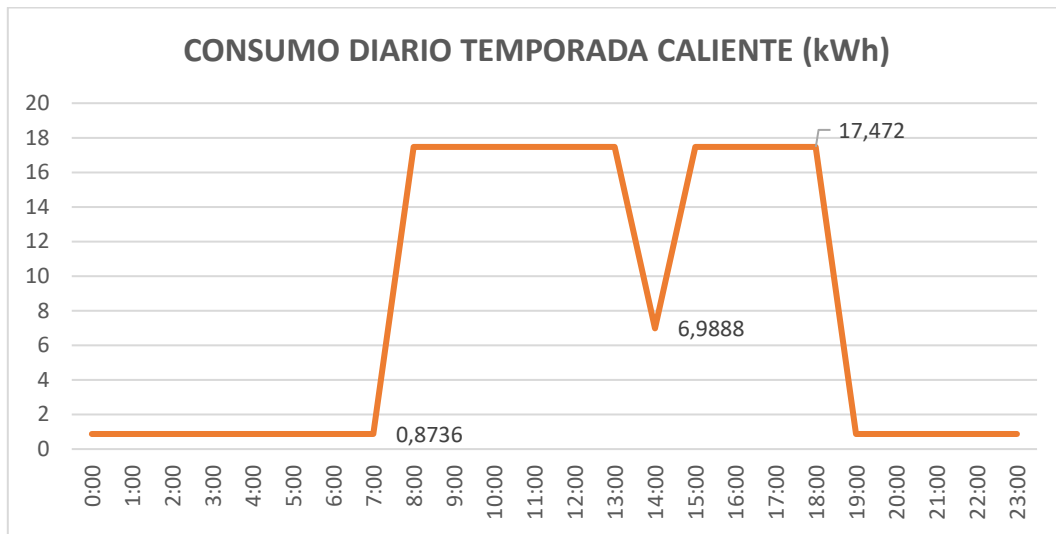
*Tabla 11 - Tipos de consumo*



Gráfica 15 – Consumo diario temporada fría



Gráfica 16 – Consumo diario temporada estándar

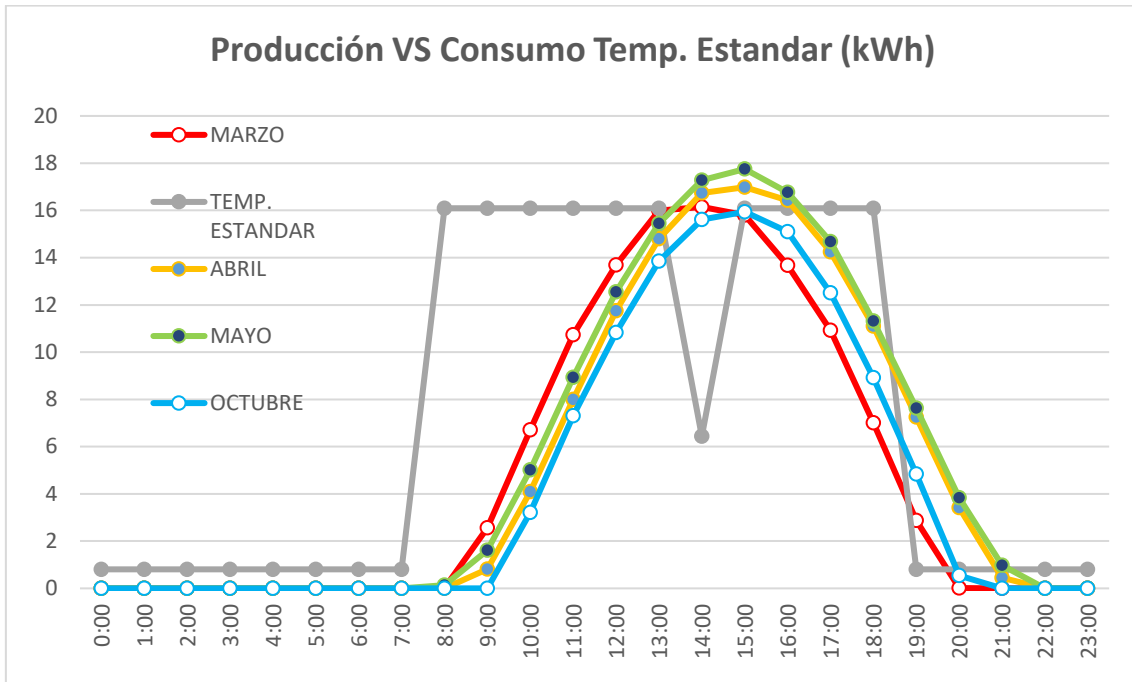


Gráfica 17 – Consumo diario temporada caliente

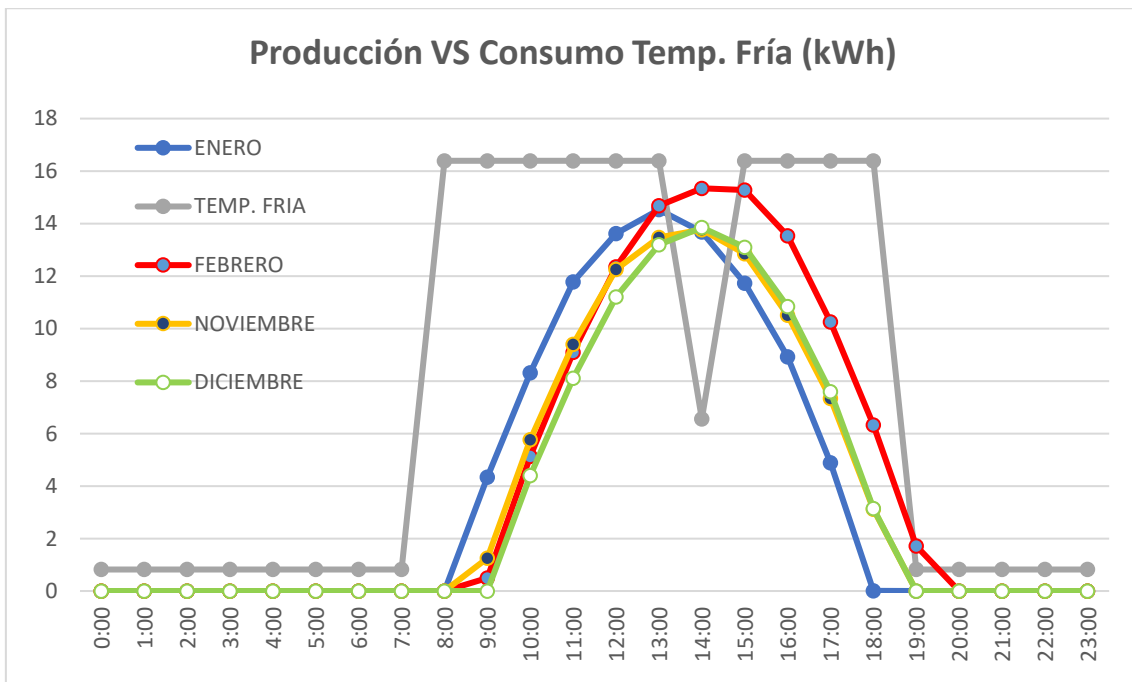
#### 6.4. CONSUMO VS PRODUCCIÓN

Los datos de consumo entre las 3 épocas que hemos usado para diferenciar las gráficas son muy parejos pues es un tipo de industria que es muy constante a lo largo del año y el uso de máquinas térmicas dan dicho plus de consumo pero no es un pico muy destacado, de todos modos lo tendremos en cuenta debido a que la producción si que será muy diferenciada en estas 3 épocas que hemos usado.

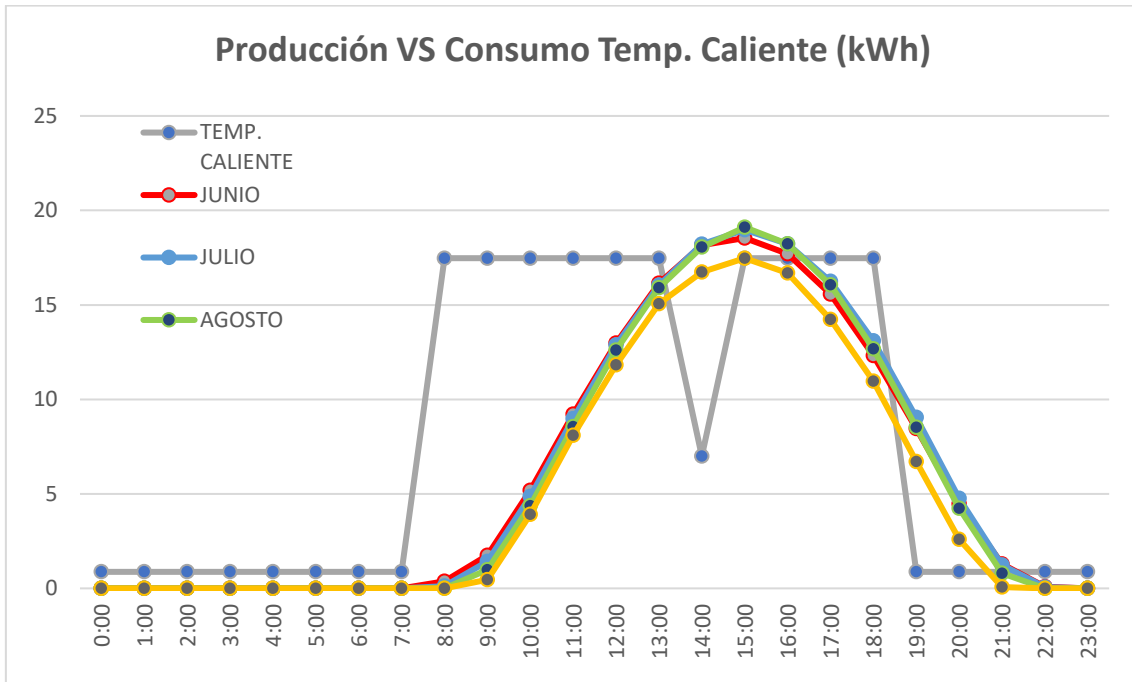




Gráfica 18 – Producción mensual vs Consumo temporada estándar



Gráfica 19 – Producción mensual vs Consumo temporada fría



Gráfica 20 – Producción mensual vs Consumo temporada caliente

## 6.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y AMORTIZACIÓN

Los paneles tienen 12 años de garantía para materiales y procesamiento, es decir cubre cualquier fallo de fabricación del producto y de los materiales sujetos a la sustitución. También tienen una garantía de 25 años por degradación lineal.

Para calcular el tiempo de retorno de la inversión se aplicará la siguiente fórmula para calcular en cuantos años se amortiza la instalación:

$$1 = \frac{\text{Inversión} + (G_1 * x)}{(G_0 * x)} \text{ (años)}$$

Donde:

-Inversión: Coste de la instalación

-  $G_1$  : Gasto económico anual con placas

-  $G_0$  : Gasto económico anual sin placas

Para el cálculo de los gastos económicos anuales, debemos conocer las tarifas de red contratadas.

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

*Ilustración 20 - Tramos tarifa 6.1*

En la siguiente tabla se muestra los peajes de transporte y distribución para el término de energía en €/kWh, aplicados a partir del 1 de Enero del 2023:

TARIFA	PERIODO P1	PERIODO P2	PERIODO P3	PERIODO P4	PERIODO P5	PERIODO P6
2.0TD	0,029098	0,019794	0,00098			
3.0TD	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1TD	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2TD	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3TD	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

*Ilustración 21 - Peajes transporte y distribución*

En las siguientes tablas calcularemos en relación a cada mes, y según los tramos de la tarifa y valor del excedente, si debemos pagar por la energía o generamos excedente.

La operación base será multiplicar el peaje por el valor de energía del tramo en los meses donde la energía generada en esa franja horaria haya sido inferior a la energía consumida. Sumaremos los diferentes tramos según el dato obtenido cada mes y multiplicaremos por 22 días laborables y por 8 en días no laborables (en nuestro estudio los días laborables al no haber actividad en la empresa la energía generada siempre es mayor).

Cuando el valor del total sea positivo, es que la energía generada ese mes ha sido superior a la energía consumida, habremos obtenido excedente, el valor de energía obtenido se multiplica por un valor 0.05€/kWh.

Para conocer el valor del excedente anual sumamos el valor laboral y no laboral del “Total Energía Mensual (€)”.

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
ENERO	P1	0,018	-48,24	0,00	
	P2	0,014	-34,54	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	0,00	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,56	72,12	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-1,35	3,61
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-29,80	28,85

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
FEBRERO	P1	0,018	-51,01	0,00	
	P2	0,014	-19,35	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	0,00	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,56	84,53	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-1,19	4,23
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-26,22	33,81

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>MARZO</b>	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	-39,38	0,00	
	P3	0,006	-15,86	0,00	
	P4	0,004	0,00	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,44	96,83	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,65	4,84
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-14,28	38,73

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>ABRIL</b>	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	0,00	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	-37,31	0,00	
	P5	0,0004	-8,03	0,00	
	P6	0,0004	-6,44	106,73	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,16	5,34
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-3,41	42,69

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>MAYO</b>	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	0,00	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	-31,66	0,00	
	P5	0,0004	-5,82	0,00	
	P6	0,0004	-6,44	114,59	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,13	5,73
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-2,89	45,84

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>JUNIO</b>	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	0,00	0,00	
	P3	0,006	-35,67	0,00	
	P4	0,004	-8,18	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,99	121,26	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,25	6,06
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-5,49	48,50

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>JULIO</b>	P1	0,018	-35,15	0,00	
	P2	0,014	-6,79	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	0,00	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,99	123,17	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,73	6,16
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-16,07	49,27

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>AGOSTO</b>	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	0,00	0,00	
	P3	0,006	-38,81	0,00	
	P4	0,004	-7,17	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,99	119,13	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,26	5,96
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-5,82	47,65

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
SEPTIEMBRE	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	0,00	0,00	
	P3	0,006	-47,78	0,00	
	P4	0,004	-13,50	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,99	103,84	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,34	5,19
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-7,56	41,53

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
OCTUBRE	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	0,00	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	-49,47	0,00	
	P5	0,0004	-13,25	0,00	
	P6	0,0004	-6,44	89,35	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,21	4,47
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-4,53	35,74

	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
NOVIEMBRE	P1	0,018	0,00	0,00	
	P2	0,014	-55,57	0,00	
	P3	0,006	-29,30	0,00	
	P4	0,004	0,00	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,56	70,03	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-0,96	3,50
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-21,04	28,01



	TRAMOS	PRECIO TRAMO (€/kWh)	LABORAL (kWh)	NO LABORAL (kWh)	
<b>DICIEMBRE</b>	P1	0,018	-60,78	0,00	
	P2	0,014	-28,38	0,00	
	P3	0,006	0,00	0,00	
	P4	0,004	0,00	0,00	
	P5	0,0004	0,00	0,00	
	P6	0,0004	-6,56	65,73	
	TOTAL ENERGÍA DIARIO (€)			-1,49	3,29
	TOTAL ENERGÍA MENSUAL (€)			-32,87	26,29

En este caso se basa en la tarifa 6.1TD destinada para puntos de suministro de baja tensión inferior a 30kW. Estas tarifas establecen seis periodos de consumo (P1, P2, P3, P4, P5 y P6) y seis periodos de potencia, de manera que el periodo P1 es el más caro y el P6 el más barato.

Las temporadas para la península son:

- Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre
- Temporada media alta: marzo y noviembre
- Temporada media: junio, agosto y septiembre
- Temporada baja: abril, mayo y octubre

En cuanto a la energía generada y consumida, por cada kWh que generamos y que consumimos hay un ahorro. Para el cálculo de este ahorro hay que tener presente que por cada kWh que consumimos y que proviene de la comercializadora, liquidamos a la misma tres partidas:

- El precio contratado con la comercializadora.
- El peaje o tarifa acceso, el cual viene fijado por el Ministerio.

-El impuesto eléctrico, 5,1127%, que hay que añadir a las dos partidas anteriores.

Ello lo podemos ver con mucha claridad en las propias facturas.

Según las facturas que nos facilitó nuestro cliente y los datos obtenidos:

- Gasto eléctrico 2021 sin placas: 7804.11€ (con IVA)
- Gasto eléctrico 2023 con placas:

Potencia contratada anual (24kW)	1500€
Energía facturada anual	167,08€
Excedente FV anual	-296,96€
Impuesto	5,11%
Alquiler contador	0,81
IVA	21%
TOTAL 2023	1743.54€

- Inversión prevista: 27465,46€

$$1 = \frac{\text{Inversión} + (G_1 * x)}{(G_0 * x)} \text{ (años)}; 1 = \frac{27465,46 + (1743.54 * x)}{(7804.11 * x)} \text{ (años)}$$

$$X = 4.53 \text{ años} = 5 \text{ años}$$

A partir de ese tiempo, la instalación ha sido amortizada.

---

### *(3) PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS*

---

#### 1. OBJETO

El presente pliego de condiciones tiene por objeto cumplimentar lo ya escrito es la Memoria Descriptiva precedente, señalar los criterios que se han tenido en cuenta al redactar el proyecto y establecer las condiciones que se deberán cumplir durante la ejecución de la instalación.

#### 2. REQUISITOS GENERALES

##### 2.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

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

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites expresados en la Tabla I relacionada al apartado 4.1.2.1 del CT IDAE. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

## 2.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, alguno de los siguientes valores:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

## 2.3 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. Que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

## 3. COMPONENTES Y MATERIALES DE LA INSTALACIÓN

Todos los materiales serán de primera calidad, de marcas conocidas en el mercado nacional, de tipos y modelos homologados y que cumplan lo establecido en las Normas UNE y CEI. Todo material tendrá el certificado de Conformidad Europea (Marcado CE).

### 3.1. PRESCRIPCIONES DE LOS MATERIALES

Los materiales y equipos utilizados en las instalaciones deberán ser utilizados en la forma y para la finalidad que fueron fabricados. Los incluidos en el campo de aplicación de la reglamentación de trasposición de las Directivas de la Unión Europea deberán cumplir con lo establecido en las mismas.

En particular, se incluirán junto con los equipos y materiales las indicaciones necesarias para su correcta instalación y uso, debiendo marcarse con las siguientes indicaciones mínimas:

a) Identificación del fabricante, representante legal o responsable de la comercialización.

b) Marca y modelo.

c) Tensión y potencia (o intensidad) asignadas.

d) Cualquier otra indicación referente al uso específico del material o equipo, asignado por el fabricante.

La capacidad de los equipos será según se especifica en los documentos del Proyecto. Los equipos y materiales se instalarán de acuerdo con las recomendaciones del fabricante correspondiente, siempre que no contradigan las de estos documentos.

Todos los materiales y equipos empleados en esta instalación deberán ser de la mayor calidad, de fabricación standard normalizada, nuevos y de diseño actual en el mercado. Se ajustarán a los requisitos especificados este pliego, en el presupuesto y en los planos. En caso de que exista alguna discrepancia en lo que se disponga para un determinado material o equipo en dichos documentos, el

contratista lo deberá poner en conocimiento de la Dirección Facultativa y esta será la encargada de resolver la discrepancia y dar las instrucciones oportunas al mismo. En el caso de que algún material o equipo que el contratista se disponga a emplear no se ajusten estrictamente a lo especificado en los documentos antes citados, este deberá plantear la alternativa a la dirección Facultativa y solicitar su aprobación por escrito. En caso de no cumplir este requisito y utilizar materiales no aprobados en la obra, la Dirección Facultativa podrá ordenar su desmontaje y retirada, corriendo el contratista con todos los gastos que esto ocasione y respondiendo por el retraso que pueda ocasionar.

Los precios de los materiales o equipos reflejados en los presupuestos se entienden siempre incluyendo el montaje completo, la verificación y las pruebas de funcionamiento. En el caso de mediciones dimensionales, hay que entender que las cantidades consignadas son a cinta corrida y ya tienen en cuenta en su precio la parte proporcional de desperdicio.

El Contratista presentará a requerimiento de la Dirección Técnica si así se le exigiese, albaranes de entrega de todos o parte de los materiales que constituyen la instalación.

Cualquier accesorio o complemento que no se haya indicado en estos documentos al especificar el material o equipo, pero que sea necesario a juicio de la Dirección Técnica para el funcionamiento y montaje correcto de la instalación, se considera que será suministrado y montado por el Contratista sin coste adicional alguno para la Propiedad, interpretándose que su importe se encuentra comprendido proporcionalmente en los precios unitarios de los demás elementos.

En caso de que así lo solicite la Dirección Técnica, el Contratista deberá presentar catálogos o muestras de los materiales que se indiquen, relacionados con el Proyecto. Así mismo, deberá presentar muestras técnicas de montaje y dibujos de puntos críticos de la instalación, para determinarlos previamente a la ejecución si se le exigiera.

---

Todos los materiales que se instalen llevarán impreso en lugar visible la marca y modelo del fabricante que serán los especificados en los documentos de este Proyecto o similares previamente aprobados.

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnica para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

### 3.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Los modelos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del

Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, este deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

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

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

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

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



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

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

Será deseable una alta eficiencia de las células.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

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

### 3.2 ESTRUCTURAS

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

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

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

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

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

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

La tornillería será realizada en acero galvanizado en caliente.

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (o cubierta) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química. Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNEEN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

### 3.3 INVERSORES

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto conmutados.

- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

- UNE-EN62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

- UNE-EN61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

-El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportara picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

-El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

-El autoconsumo de los equipos (perdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

-El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

-A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

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

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

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

### 3.4 CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE CORRIENTE CONTINUA

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

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

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

### 3.5 CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE CORRIENTE ALTERNA

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Mediciones.

A) Materiales, los conductores serán de los siguientes tipos:

- De 450/750V de tensión nominal.

Conductor: de cobre.

Formación: unipolares.

Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC).

Tensión de prueba: 2.500 V.

Instalación: bajo tubo.

Normativa de aplicación: UNE21.031.

- De 0,6/1kV de tensión nominal.

Conductor: de cobre (o de aluminio, cuando lo requieran las especificaciones del proyecto).

Formación: uni-bi-tri-tetrapolares.

Aislamiento: policlorurodevinilo(PVC) o polietileno reticulado(XLPE).

Tensión de prueba: 4.000 V.

Instalación: al aire o en bandeja.

Normativa de aplicación: UNE21.123

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20°C será del 98 % al 100 %. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño.

Los conductores de sección igual o superior a 6 mm<sup>2</sup> deberán estar constituidos por cable obtenido por trenzado de hilo de cobre del diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

En el caso de los locales de pública concurrencia, según la ITC-BT-28, los cables eléctricos a utilizar en las instalaciones de tipo general y en el conexionado interior de los cuadros eléctricos en este tipo de locales, serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes a las de la norma UNE 21.123 parte 4 o 5; o a la norma UNE 211002 (según la tensión asignada del cable), cumplen con esta prescripción.

Los cables eléctricos destinados a circuitos de servicios de seguridad no autónomos o a circuitos de servicios con fuentes autónomas centralizadas, deben mantener el servicio durante y después del incendio, siendo conformes a las especificaciones de la norma UNE-EN 50200 y tendrán emisión de humos y opacidad reducida.

---

En el caso de tratarse de un local con riesgo de incendio o explosión, según la ITC-BT-29, los cables deberán de tener una tensión mínima asignada de 450/750 V. Para las instalaciones de seguridad intrínseca, los sistemas de cableado cumplirán los requisitos de la norma UNE-EN 60079-14 y de la norma UNE-EN 50039.

En este tipo de locales, la intensidad admisible en los conductores deberá disminuirse en un 15% respecto al valor correspondiente a una instalación convencional. Además, todos los cables de longitud igual o superior a 5m estarán protegidos contra sobrecargas y cortocircuitos; para la protección de sobrecargas se tendrá en cuenta la intensidad de carga resultante fijada en el párrafo anterior y para la protección de cortocircuitos se tendrá en cuenta el valor máximo para un defecto en el comienzo del cable y el valor mínimo correspondiente a un defecto bifásico y franco al final del cable.

Los cables a emplear en los sistemas de cableado en los emplazamientos de clase I y clase II serán:

a) En instalaciones fijas:

- Cables de tensión asignada mínima 450/750V, aislados con mezclas termoplásticas o termoestables; instalados bajo tubo (según 9.3) metálico rígido o flexible conforme a norma UNEEN50086- 1.

- Cables contruidos de modo que dispongan de una protección mecánica, se consideran como tales:

Los cables con aislamiento mineral y cubierta metálica, según UNE21157parte1.

Los cables armados con alambre de acero galvanizado y con cubierta externa no metálica, según serie UNE 21.123.

Los cables a utilizar en las instalaciones fijas deben cumplir, respecto a la reacción al fuego, lo indicado en la norma UNE 20432-3.



b) En alimentación de equipos portátiles o móviles. Se utilizarán cables con cubierta de policloropreno según UNE 21027 parte 4 o UNE 21150, que sean aptos para servicios móviles, de tensión asignada mínima 450/750V, flexibles y de sección mínima 1,5 mm<sup>2</sup>. La utilización de cables flexibles se restringirá a los estrictamente necesarios y como máximo a una longitud de 30 m.

B) Dimensionado, para la selección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

Los cables a emplear en los sistemas de cableado en los emplazamientos de clase I y clase II serán:

a) En instalaciones fijas:

- Cables de tensión asignada mínima 450/750V, aislados con mezclas termoplásticas o termoestables; instalados bajo tubo (según 9.3) metálico rígido o flexible conforme a norma UNEEN50086- 1.

- Cables contruidos de modo que dispongan de una protección mecánica, se consideran como tales:

Los cables con aislamiento mineral y cubierta metálica, según UNE21157parte1.

Los cables armados con alambre de acero galvanizado y con cubierta externa no metálica, según serie UNE 21.123.

Los cables a utilizar en las instalaciones fijas deben cumplir, respecto a la reacción al fuego, lo indicado en la norma UNE 20432-3.

b) En alimentación de equipos portátiles o móviles. Se utilizarán cables con cubierta de policloropreno según UNE 21027 parte 4 o UNE 21150, que sean aptos para servicios móviles, de tensión asignada mínima 450/750V, flexibles y de sección mínima 1,5 mm<sup>2</sup>. La utilización de cables flexibles se restringirá a los estrictamente necesarios y como máximo a una longitud de 30 m.

### 3.6 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los 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.

La sección de los conductores de protección será igual a la fijada por la tabla 2 de la ITC-BT-19 (apartado 2.3), en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la norma UNE 20.460-5-54 apartado 543.1.1.

Los valores de la tabla 2 sólo son válidos en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos; de no ser así, las secciones de los conductores de protección se determinasen de forma que presenten una conductividad equivalente a la que resulta aplicando dicha tabla.

En todos los casos, los conductores de protección que no formen parte de la canalización de alimentación serán de cobre, con una sección al menos de:

- 2,5mm<sup>2</sup>, si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4mm<sup>2</sup>, si los conductores de protección no disponen de una 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.
- Conductores separados desnudos o aislados.

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

- Su continuidad eléctrica debe ser tal que no resulte afectada por deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.

- Su conductividad debe ser, como mínimo, igual a la que resulta por la aplicación del presente apartado.

- Deben permitirse la conexión de otros conductores de protección en toda derivación predeterminada.

La cubierta exterior de los cables con aislamiento mineral puede utilizarse como conductor de protección de los circuitos correspondientes, si satisfacen simultáneamente las condiciones a) y b) anteriores.

Otros conductos (agua, gas u otros tipos) o estructuras metálicas no pueden utilizarse como conductores de protección.

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

Las conexiones deben de 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.

Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección, con excepción de las envolventes montadas en fábrica o canalizaciones prefabricadas.

### 3.7 IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Los conductores de la instalación se identificarán por los colores de su aislamiento, a saber:

-En corriente alterna:

Azul claro, para el conductor neutro.

Amarillo verde, para el conductor de tierra y protección.

Marrón, negro y gris, para los conductores activos o fases.

-En corriente continua:

Rojo, para el polo positivo.

Negro, para el polo negativo.

### 3.8 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes, enterrados, directamente empotrados en estructuras, en el interior de huecos de la construcción, bajo molduras, en bandeja o soporte de bandeja, según se indica en Memoria, Planos y Mediciones.

Antes de iniciar el tendido de la red de distribución, deberán estar ejecutados los elementos estructurales que hayan de soportarla o en los que vaya a ser empotrada: forjados, tabiquería, etc. Salvo cuando al estar previstas se hayan dejado preparadas las necesarias canalizaciones al ejecutar la obra previa, deberá replantearse sobre esta en forma visible la situación de las cajas de mecanismos, de registro y protección, así como el recorrido de las líneas, señalando de forma conveniente la naturaleza de cada elemento.

Conductores aislados bajo tubos protectores.

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.

- Tubo y accesorios no metálicos.

- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN 50.086 -2-1: Sistemas de tubos rígidos, son aquellos que requieren técnicas especiales para su curvado. Están previstos para instalaciones superficiales y sus cambios de dirección se pueden realizar mediante accesorios específicos.

- UNE-EN 50.086 -2-2: Sistemas de tubos curvables, son aquellos que pueden curvarse manualmente y no están pensados para trabajar continuamente en movimiento, si bien tienen un cierto grado de flexibilidad.

- UNE-EN 50.086 -2-3: Sistemas de tubos flexibles, están diseñados para soportar un número elevado de operaciones de flexión, como puede ser el caso de instalaciones en elementos con partes móviles, como maquinas.

- UNE-EN 50.086 -2-4: Sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior.

El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

Para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrán en cuenta las prescripciones generales siguientes:

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se efectúa la instalación.

- Los tubos se unirán entre si mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.

- Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se precise una unión estanca.

- Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los especificados por el fabricante conforme a UNE-EN 50.086-2-2.

- Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocarlos y fijados estos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, que en tramos rectos no estarán separados entre si más de 15 metros. El número de curvas en ángulo situadas entre dos registros consecutivos no será superior a 3. Los conductores se alojarán normalmente en los tubos después de colocados estos.

- Los registros podrán estar destinados únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.

- Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante y no propagador de la llama. Si son metálicas estarán protegidas contra la corrosión. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será al menos igual al diámetro del tubo mayor más un 50 % del mismo, con un mínimo de 40mm. Su diámetro o lado interior mínimo será de 60mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas o racores adecuados.

- En ningún caso se permitirá la unión de conductores como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. El retorcimiento o arrollamiento de conductores no se refiere a aquellos casos en los que se utilice cualquier dispositivo conector que asegure una correcta unión entre los conductores, aunque se produzca un retorcimiento parcial de los mismos y con la posibilidad de que puedan desmontarse fácilmente. Los bornes de conexión para uso doméstico o análogo serán conformes a lo establecido en la correspondiente parte de la norma UNE-EN 60.998.

- Durante la instalación de los conductores para que su aislamiento no pueda ser dañado por roce con los bornes libres de los tubos, los extremos de estos, cuando sean metálicos y penetren en una caja de conexión o aparato, estarán provistos de boquillas con bordes redondeados o dispositivos equivalentes, o bien los bordes estarán convenientemente redondeados.

- En los tubos metálicos sin aislamiento interior, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzcan condensaciones de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de los tubos mediante el sistema adecuado, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" de la que uno de los brazos no se emplea.

- Los tubos metálicos que sean accesibles deben ponerse a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada. En el caso de utilizar tubos metálicos flexibles, es necesario que la distancia entre dos puestas a tierra consecutivas de los tubos no exceda de 10 metros.

- No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

- Para la colocación de los conductores se seguirá lo señalado en la ITC-BT-20.

- A fin de evitar los efectos del calor emitido por fuentes externas (distribuciones de agua caliente, aparatos y luminarias...) las canalizaciones se protegerán utilizando los siguientes métodos eficaces:

» Pantallas de protección calorífuga

» Alejamiento suficiente de las fuentes de calor

» Elección de la canalización adecuada que soporte los efectos nocivos que se pueden producir

» Modificación del material aislante a emplear

Cuando los tubos se instalen en montaje superficial, se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:

- Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre estas será, como máximo, de 0,50 metros. Se dispondrán fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos.

- Los tubos se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalan, curvándose o usando los accesorios necesarios.



- En alineaciones rectas, las desviaciones del eje del tubo respecto a la línea que une los puntos extremos no serán superiores al 2 por 100.

- Es conveniente disponer los tubos, siempre que sea posible, a una altura mínima de 2,50 metros sobre el suelo, con objeto de protegerlos de eventuales danos mecánicos.

- En los cruces de tubos rígidos con juntas de dilatación de un edificio, deberán interrumpirse los tubos, quedando los extremos del mismo separados entre si 5 cm aproximadamente, y empalmándose posteriormente mediante manguitos deslizantes que tengan una longitud mínima de 20cm.

Cuando los tubos se coloquen empotrados, se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:

- En la instalación de los tubos en el interior de los elementos de la construcción, las rozas no pondrán en peligro la seguridad de las paredes o techos en que se practiquen. Las dimensiones de las rozas serán suficientes para que los tubos queden recubiertos por una capa de 1 centímetro de espesor, como mínimo. En los ángulos, el espesor de esta capa puede reducirse a 0,5 centímetros.

- No se instalarán entre forjado y revestimiento tubos destinados a la instalación eléctrica de las plantas inferiores.

- Para la instalación correspondiente a la propia planta, únicamente podrán instalarse, entre forjado y revestimiento, tubos que deberán quedar recubiertos por una capa de hormigón o mortero de 1cm de espesor, como mínimo, además del revestimiento.

- En los cambios de dirección, los tubos estarán convenientemente curvados o bien provistos de codos o "T" apropiados, pero en este último caso solo se admitirán los provistos de tapas de registro.

- Las tapas de los registros y de las cajas de conexión quedaran accesibles y desmontables una vez finalizada la obra. Los registros y cajas quedaran

enrasados con la superficie exterior del revestimiento de la pared o techo cuando no se instalen en el interior de un alojamiento cerrado y practicable.

- En el caso de utilizarse tubos empotrados en paredes, es conveniente disponer los recorridos horizontales a 50cm como máximo, de suelo o techos y los verticales a una distancia de los ángulos de esquinas no superior a 20cm.

El montaje al aire solamente está permitido para la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida desde canalizaciones prefabricadas y cajas de derivación fijas en el techo. Se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

- La longitud total de la conducción en el aire no será superior a 4 metros y no empezará a una altura inferior a 2 metros.

Normas de instalación en presencia de otras canalizaciones no eléctricas:

-En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia mínima de 3cm. En caso de proximidad con conductos de calefacción, de aire caliente, vapor o humo, las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa y, por consiguiente, se mantendrán separadas por una distancia conveniente o por medio de pantallas calorífugas.

-Las canalizaciones eléctricas no se situarán por debajo de otras canalizaciones que puedan dar lugar a condensaciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas, etc., a menos que se tomen las disposiciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas condensaciones.

Accesibilidad a las instalaciones:

-Las canalizaciones deberán estar dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones. Las canalizaciones eléctricas se establecerían de forma que mediante la conveniente identificación de sus

circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

-En toda la longitud de los pasos de canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables, estando protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad.

-Las cubiertas, tapas o envoltentes, mandos y pulsadores de maniobra de aparatos tales como mecanismos, interruptores, bases, reguladores, etc, instalados en los locales húmedos o mojados, serán de material aislante.

### 3.9 CAJAS DE CONEXIÓN

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuercas y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaces de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

### 3.10 PARAMENTA DE MANDO Y PROTECCIÓN

#### A) Cuadros eléctricos

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del + 5 % sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

#### B) Interruptores automáticos

---

En el origen de la instalación y lo más cerca posible del punto de alimentación a la misma, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobrecargas de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

La protección contra sobrecargas para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

#### C) Interruptores diferenciales

La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

- 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 alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante:

- Protección por corte automático de la alimentación
- Protección por empleo de equipos de clase II o por aislamiento equivalente.
- Protección en los locales o emplazamientos no conductores.
- Protección mediante conexiones equipotenciales locales no conectadas a tierra.
- Protección por separación eléctrica.
- Disyuntores

- Fusibles
- Embarrados
- Prensaestopas y etiquetas
- Puestas a tierras.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctrico utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte, del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

### 3.11 MEDIDAS DE SEGURIDAD

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

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas

correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

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

#### 4. PRUEBAS REGLAMENTARIAS

Una vez finalizadas las obras e instalaciones y antes de la recepción de las mismas, la instalación deberá ser comprobada en los siguientes aspectos como mínimo:

- 1.- Comprobación visual de acabado y comprobación de materiales instalados.
- 2.- Comprobación de cumplimiento de normativa, en cuanto a distancias, seguridades, conductores de protección, número de puntos de utilización, etc.
- 3.- Prueba de resistencia del aislamiento.

4.- Funcionamiento del interruptor diferencial, puesta la instalación interior en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición cerrada. No se acepta la instalación si no desconecta el interruptor diferencial. Esta prueba se hace para todos los interruptores diferenciales instalados.

5.- Funcionamiento del interruptor automático, abierto el interruptor automático, conectar mediante un puente los alveolos de fase y de neutro en la base para toma de corriente más alejada del cuadro general de distribución. A continuación, se cierra el interruptor automático. No se acepta la instalación si no actúa el interruptor automático o el fusible de seguridad situado en la centralización de conductores, en un espacio de tiempo superior a 2 segundos. Esta prueba se hace para todos los circuitos independientes.

6.- Resistencia de toma de tierra, abierto el borde de conexión de toma de tierra se efectuará lectura de la resistencia de toma de tierra. No se acepta la instalación si el valor obtenido es superior al exigido en el proyecto.

Estos resultados, caso de ser totalmente satisfactorios, se harán constar en la correspondiente Certificación de Dirección y Final de Obra. En caso contrario, serán revisadas estas anomalías encontradas en las instalaciones, arreglándolas o corrigiéndolas, hasta que cumplan las condiciones óptimas que, para dichas pruebas, establece el correspondiente Reglamento electrotécnico para Baja Tensión.

## 5. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

1.- Cada cinco años, se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección, con la carga y en definitiva con las posibles variaciones no comunicadas que se hayan podido efectuar en las instalaciones.



2.- Para la limpieza de los módulos, cambio de un módulo y cualquier otra manipulación en la instalación, se desconectará el interruptor automático general.

3.- Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a lo que indica el proyecto.

4.- Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

5.- Cada dos años y en la época en que el terreno está más seco, se medirá la resistencia de la tierra y se comprobará que no se sobrepasa el valor prefijado, asimismo se comprobará mediante inspección visual el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

6.- Cada dos años se comprobará mediante inspección visual el estado frente a la corrosión de todas las conexiones, así como la continuidad de las líneas.

## 6. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

### ➤ OBJETO DEL ESTUDIO

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud ha sido redactado para cumplir el Real Decreto 1627/1997 donde se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras y en las instalaciones. Todo ello se sitúa en el marco de la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales.

Se hizo mayor hincapié a los artículos 3 y 7 del RD 1627/1997 sobre obligaciones cuando en el proyecto u obra intervenga más de una empresa, contratista o subcontratistas, o autónomos. También en lo que se refiere a la redacción por parte del contratista de un Plan de Seguridad y a las obligaciones que provienen de dicho Plan.

---

Conforme se especifica en el apartado 2 del Art. 6 del R.D. 1627/1.997, el Estudio Básico deberá precisar:

- i. Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra;
- ii. La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias;
- iii. Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del R.D.);
- iv. Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

➤ **JUSTIFICACIÓN DE LA OBRA (O INSTALACIÓN) REQUIERE UN ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD Y NO UN ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**

Como se podrá comprobar en apartados posteriores, las cifras que allí aparecen referentes a presupuesto, duración estimada o plazo de ejecución, número de trabajadores simultáneos y volumen de mano de obra estimada, son inferiores a las que constan en los puntos a), b) y c) del párrafo 1 del artículo 4 del RD 1627/1997:

“El promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud si:

El presupuesto de ejecución por contrata (PEC) es inferior a 450.000€.

$$PEC = PEM + Gastos\ generales + Beneficio\ industrial + 21\%IVA$$

donde PEM es el presupuesto de ejecución material.

La duración estimada de la obra no es superior a 30 días o no se emplea en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

El volumen de mano de obra estimada es inferior a 500 trabajadores-día (suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra).

Este valor se puede estimar con la siguiente expresión aproximada:

$$\frac{PEM \cdot MO}{CM}$$

siendo MO la influencia del coste de la mano de obra en el PEM en tanto por 1 CM coste medio diario del trabajador de la construcción.

No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

De este modo, para la presente obra se elaborará un estudio de seguridad y salud.

➤ **NORMATIVA**

Ley de Prevención de Riesgos Laborales

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 10 de noviembre de 1995

Completada por:

Protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo

Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 24 de mayo de 1997

Modificada por:

Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de la Jefatura del Estado. Modificación de los artículos 45, 47, 48 y 49 de la Ley 31/1995.

B.O.E.: 31 de diciembre de 1998 Completada por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo en el ámbito de las empresas de trabajo temporal

Real Decreto 216/1999, de 5 de febrero, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 24 de febrero de 1999

Completada por:

Protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 1 de mayo de 2001

Completada por:

Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico

Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 21 de junio de 2001

Completada por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo

Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.:

18 de junio de 2003

Modificada por:

Ley de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales

Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 13 de diciembre de 2003

Desarrollada por:

Desarrollo del artículo 24 de la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales

Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 31 de enero de 2004

Completada por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas

Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 5 de noviembre de 2005

Completada por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 11 de marzo de 2006

Completada por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con

riesgo de exposición al amianto

Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de abril de 2006

Modificada por:

Modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio

Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 23 de diciembre de 2009

Reglamento de los Servicios de Prevención

Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 31 de enero de 1997

Completado por:

Protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo

Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 24 de mayo de 1997

Modificado por:

Modificación del Reglamento de los Servicios de Prevención

Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 1 de mayo de 1998

Completado por:

Protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos

---

relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.:  
1 de mayo de 2001

Completado por:

Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los  
trabajadores frente al riesgo eléctrico

Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.:  
21 de junio de 2001

Completado por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los  
riesgos que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas

Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, del Ministerio de Trabajo y  
Asuntos Sociales. B.O.E.: 5 de noviembre de 2005

Completado por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos  
relacionados con la exposición al ruido

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de marzo de 2006

Completado por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con  
riesgo de exposición al amianto

Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.

B.O.E.: 11 de abril de 2006

Modificado por:

Modificación del Reglamento de los Servicios de Prevención y de las Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción

Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 29 de mayo de 2006

Modificado por:

Modificación del Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención

Real Decreto 337/2010, de 19 de marzo, del Ministerio de Trabajo e Inmigración. B.O.E.: 23 de marzo de 2010

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención; el R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; el R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y el R.D. 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 4 de julio de 2015

#### Seguridad y Salud en los lugares de trabajo

Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos

---



Sociales. B.O.E.: 23 de abril de 1997

Manipulación de cargas

Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 23 de abril de 1997

Protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo

Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 24 de mayo de 1997

Modificado por:

Modificación del Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y ampliación de su ámbito de aplicación a los agentes mutágenos

Real Decreto 349/2003, de 21 de marzo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 5 de abril de 2003

Completado por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto

Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 11 de abril de 2006

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención; el R.D.

485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; el R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y el R.D. 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 4 de julio de 2015

#### Utilización de equipos de trabajo

Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales.

B.O.E.: 7 de agosto de 1997 Modificado por:

Modificación del 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, en materia de trabajos temporales en altura

Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 13 de noviembre de 2004

#### Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 25 de octubre de 1997

Completado por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto

Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de abril de 2006

Modificado por:

Modificación del Reglamento de los Servicios de Prevención y de las Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción

Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 29 de mayo de 2006

Modificado por:

Desarrollo de la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción

Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. Disposición final tercera. Modificación de los artículos 13 y 18 del Real Decreto 1627/1997. B.O.E.: 25 de agosto de 2007

Corrección de errores.

B.O.E.: 12 de septiembre de 2007

Sistemas de protección colectiva

Protección contra incendios

Real Decreto por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión

Real Decreto 709/2015, de 24 de julio, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. B.O.E.: 2 de septiembre de 2015

Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias

---

Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. B.O.E.: 5 de febrero de 2009

Corrección de errores:

Corrección de errores del Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias

B.O.E.: 28 de octubre de 2009 Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio

Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. B.O.E.: 22 de mayo de 2010

Texto consolidado

### Señalización de seguridad y salud en el trabajo

Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 23 de abril de 1997

Completado por:

Protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 1 de mayo de 2001

Completado por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de marzo de 2006

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención; el R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; el R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y el R.D. 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 4 de julio de 2015

#### Equipos de protección individual

Utilización de equipos de protección individual

Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 12 de junio de 1997

Corrección de errores:

Corrección de erratas del Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual

Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 18 de julio de 1997 Completado por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de marzo de 2006

Completado por:

Disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto

Real Decreto 396/2006, de 31 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de abril de 2006

#### Medicina preventiva y primeros auxilios

##### Material médico

Orden por la que se establece el suministro a las empresas de botiquines con material de primeros auxilios en caso de accidente de trabajo, como parte de la acción protectora del sistema de la Seguridad Social

Orden TAS/2947/2007, de 8 de octubre, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 11 de octubre de 2007

##### Instalaciones provisionales de higiene y bienestar DB-HS Salubridad

Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico HS. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, del Ministerio de Vivienda. B.O.E.: 28 de marzo de 2006

Modificado por el Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre, del Ministerio de Vivienda. B.O.E.: 23 de octubre de 2007

Corrección de errores. B.O.E.: 25 de enero de 2008

Modificado por:

Modificación de determinados documentos básicos del Código Técnico de la Edificación aprobados por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y el Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre

Orden VIV/984/2009, de 15 de abril, del Ministerio de Vivienda. B.O.E.: 23 de abril de 2009

Modificado por:

Orden por la que se modifican el Documento Básico DB-HE "Ahorro de energía" y el Documento Básico DB-HS "Salubridad", del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo

Orden FOM/588/2017, de 15 de junio, del Ministerio de Fomento. B.O.E.: 23 de junio de 2017

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo

Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, del Ministerio de Fomento. B.O.E.: 27 de diciembre de 2019

Criterios sanitarios de la calidad del agua de consumo humano Real Decreto 140/2003, de 7 de febrero, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 21 de febrero de 2003

Criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis

Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, del Ministerio de Sanidad y Consumo.  
B.O.E.: 18 de julio de 2003

Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología.  
B.O.E.: Suplemento al nº 224, de 18 de septiembre de 2002

Modificado por:

Anulado el inciso 4.2.C.2 de la ITC-BT-03

Sentencia de 17 de febrero de 2004 de la Sala Tercera del Tribunal Supremo. B.O.E.: 5 de abril de 2004

Completado por:

Autorización para el empleo de sistemas de instalaciones con conductores aislados bajo canales protectores de material plástico

Resolución de 18 de enero de 1988, de la Dirección General de Innovación Industrial. B.O.E.: 19 de febrero de 1988

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio

Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. B.O.E.: 22 de mayo de 2010

---



Texto consolidado Modificado por:

Real Decreto por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo

Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. B.O.E.: 31 de diciembre de 2014

Modificado por el Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, del Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática

B.O.E.: 20 de junio de 2020 Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial

Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, del Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática.

B.O.E.: 20 de junio de 2020

Reglamento regulador de las infraestructuras comunes de telecomunicaciones para el acceso a los servicios de telecomunicación en el interior de las edificaciones

Real Decreto 346/2011, de 11 de marzo, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. B.O.E.: 1 de abril de 2011

Desarrollado por:

Orden por la que se desarrolla el Reglamento regulador de las infraestructuras comunes de telecomunicaciones para el acceso a los servicios

---

de telecomunicación en el interior de las edificaciones, aprobado por el Real Decreto 346/2011, de 11 de marzo

Modificados los artículos 2 y 6 por la Orden ECE/983/2019.

Orden ITC/1644/2011, de 10 de junio, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. B.O.E.: 16 de junio de 2011

Modificado por:

Real Decreto por el que se aprueba el Plan Técnico Nacional de la Televisión Digital Terrestre y se regulan determinados aspectos para la liberación del segundo dividendo digital

Real Decreto 391/2019, de 21 de junio, del Ministerio de Economía y Empresa. B.O.E.: 25 de junio de 2019

Modificado por:

Orden por la que se regulan las características de reacción al fuego de los cables de telecomunicaciones en el interior de las edificaciones, se modifican determinados anexos del Reglamento regulador de las infraestructuras comunes de telecomunicaciones para el acceso a los servicios de telecomunicación en el interior de las edificaciones, aprobado por Real Decreto 346/2011, de 11 de marzo y se modifica la Orden ITC/1644/2011, de 10 de junio, por la que se desarrolla dicho reglamento

Orden ECE/983/2019, de 26 de septiembre, del Ministerio de Economía y Empresa. B.O.E.: 3 de octubre de 2019

Señalización provisional de obras

Balizamiento

Instrucción 8.3-IC Señalización de obras

Orden de 31 de agosto de 1987, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo. B.O.E.: 18 de septiembre de 1987

Señalización de seguridad y salud en el trabajo

Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 23 de abril de 1997

Completado por:

Protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 1 de mayo de 2001

Completado por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 11 de marzo de 2006

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención; el R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; el R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y el R.D. 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, del Ministerio de la Presidencia.

B.O.E.: 4 de julio de 2015

Señalización horizontal

Instrucción 8.3-IC Señalización de obras

Orden de 31 de agosto de 1987, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo. B.O.E.: 18 de septiembre de 1987

Señalización vertical

Instrucción 8.3-IC Señalización de obras

Orden de 31 de agosto de 1987, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo. B.O.E.: 18 de septiembre de 1987

Señalización manual

Instrucción 8.3-IC Señalización de obras

Orden de 31 de agosto de 1987, del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo. B.O.E.: 18 de septiembre de 1987

Señalización de seguridad y salud

Señalización de seguridad y salud en el trabajo

Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales. B.O.E.: 23 de abril de 1997

Completado por:

Protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 1 de mayo de 2001

Completado por:

Protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido

Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 11 de marzo de 2006

Modificado por:

Real Decreto por el que se modifican el R.D. 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención; el R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo; el R.D. 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo y el R.D. 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo

Real Decreto 598/2015, de 3 de julio, del Ministerio de la Presidencia.  
B.O.E.: 4 de julio de 2015

## 7. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN

La consecución de estas instalaciones irá correspondida con la siguiente documentación:

- 1.- El presente proyecto, que debe de servir de base para la ejecución de las mismas.

2.- Certificación de Dirección y Terminación de Obra, con indicación de resultados de las mediciones efectuadas y de las variaciones de interés habidas, respecto del proyecto original.

3.- Certificado de la instalación eléctrica emitido por la empresa instaladora.

A la propiedad peticionaria le serán entregados los siguientes documentos:

a) Ejemplar del Presente Estudio o Proyecto acompañado de los Planos necesarios.

b) Certificación de Dirección y Terminación de Obra, con diligencia en los Servicios Territoriales de Industria.

## 8. LIBRO DE ÓRDENES

Salvo especificación documentada en lo contrario, el Director Técnico de la obra será el técnico autor del proyecto correspondiente.

El Director Técnico de la obra, deberá velar por el cumplimiento de las especificaciones del mismo y el cumplimiento de la Normativa Vigente, tanto en cuanto a la calidad de los materiales, como en cuanto a los métodos de ejecución de las instalaciones, de modo que a la finalización de estas, se hallen en adecuadas condiciones de recepción y cumplimiento, y por consiguiente, se otorguen las garantías adecuadas o necesarias en el campo de la seguridad establecidas, hasta la fecha de la redacción del Proyecto, en las leyes.

Mediante la emisión de la Certificación de Dirección y Terminación de Obra, el Director Técnico quedará responsabilizado del cumplimiento, en el momento de la recepción, y en los extremos anteriormente indicados.

El instalador electricista autorizado, o en su caso la Empresa Instaladora correspondiente, quedará como único responsable subsidiario de las deficiencias en las instalaciones por causas tales como vicios ocultos, modificaciones no comunicadas o erróneamente transmitidas, fallos difícilmente observables, etc.

A efectos del buen desarrollo de la obra e instalaciones, la Dirección Técnica facilitará, a pie de Obra, un Libro de Órdenes, en donde se recogerán todas las notas, modificaciones, observaciones, etc., que se estimen oportunas. Estas notas irán firmadas por el Director de Obra y por el receptor de la información, quedando constancia de ello en un calco matriz.

---

*(4) PLANOS*

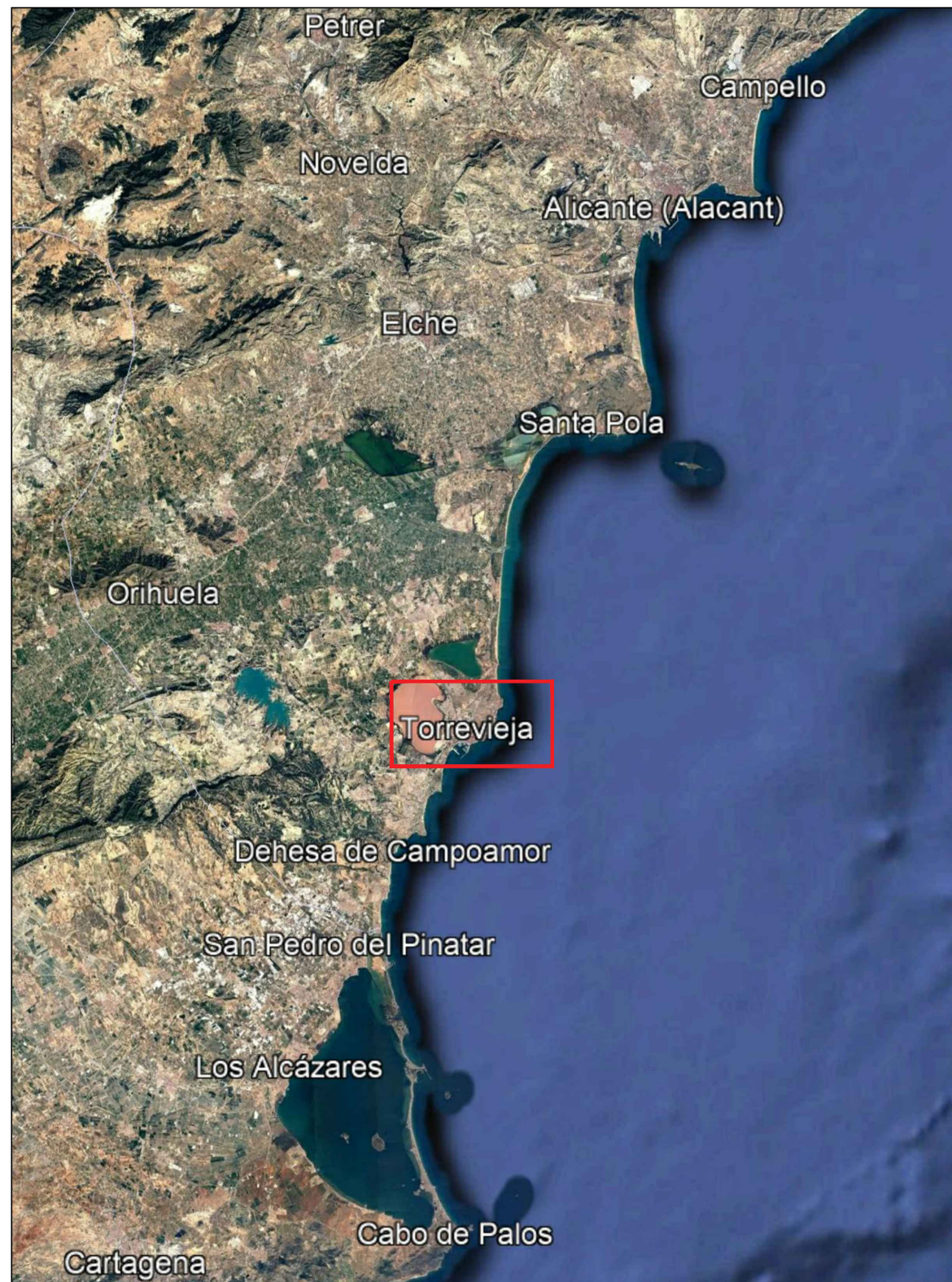
---

1. PLANOS GENERALES

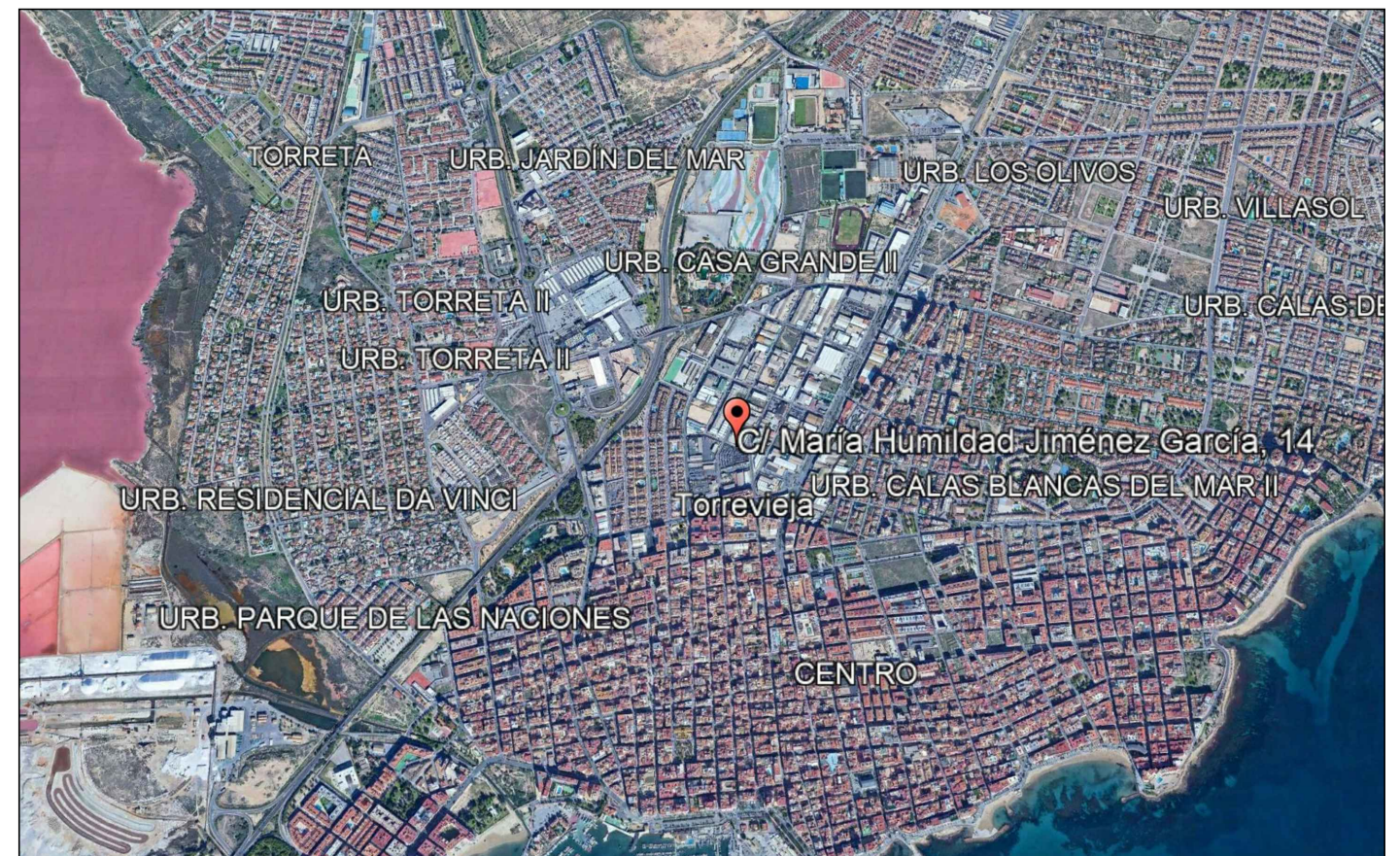


1.1. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO






SITUACIÓN: TÉRMINO MUNICIPAL TORREVIEJA (ALICANTE)



SITUACIÓN: NAVE INDUSTRIAL (TORREVIEJA)

UNIVERSIDAD 	TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES CONECTADA A RED INTERNA DE B.T. EN TALLER DE AUTOMOCIÓN DE TORREVIEJA	FACULTAD ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA	ALUMNO ESTEVE BAEZA, SALVADOR TUTOR LÓPEZ GARCÍA, MIGUEL	SITUACIÓN C/ María Humildad Jiménez García, 14 03183 Torrevieja, Alicante	ESCALA Varias FECHA Enero 2024	TÍTULO DEL PLANO SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	Nº DE PLANO 01
---	--	---	---	---	---	---	-------------------



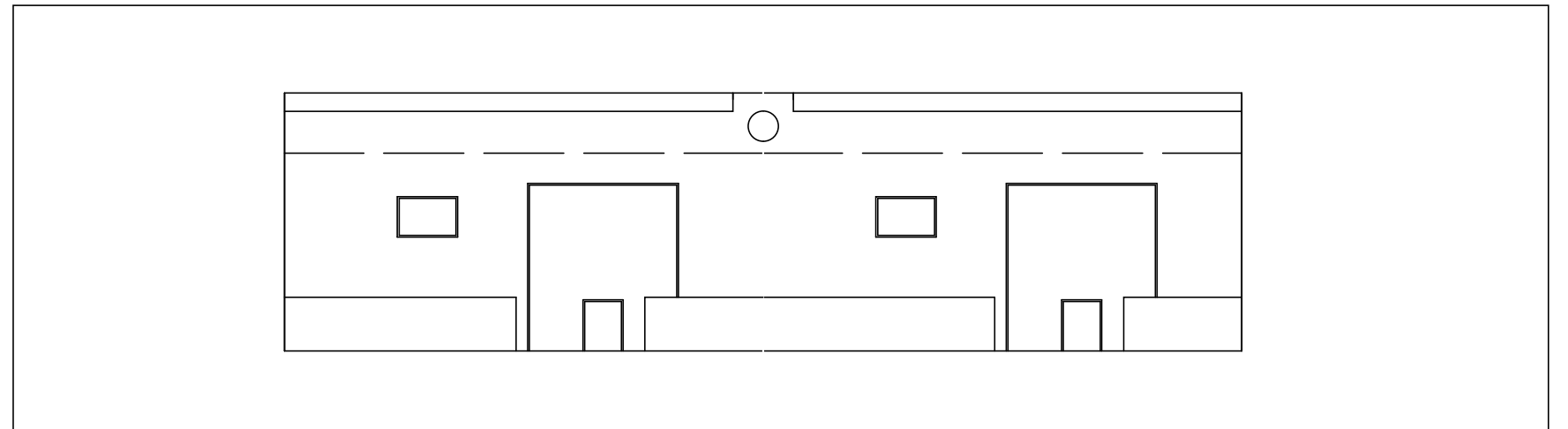
1.2. DISTRIBUCIÓN NAVE



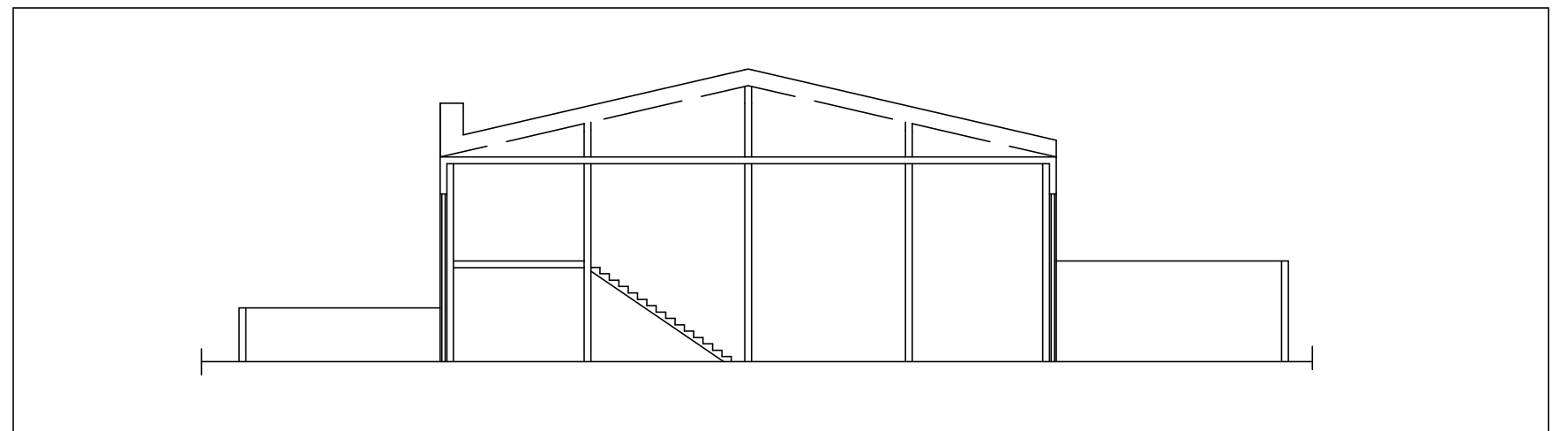
FOTOGRAFÍA AÉREA DE LAS CUBIERTAS DISPONIBLES EN PARCELA



FOTOGRAFÍA FACHADA NAVE INDUSTRIAL

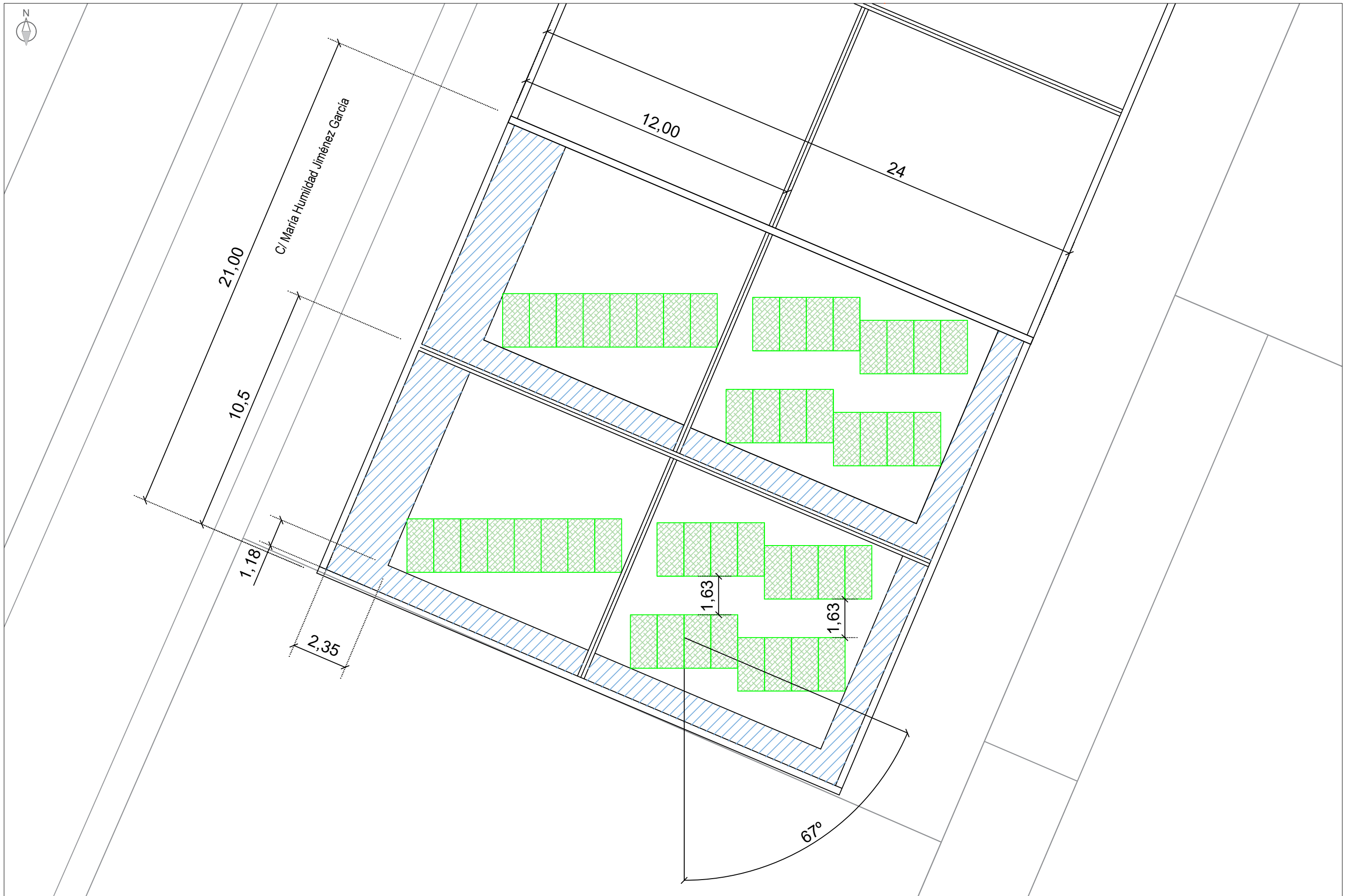


FACHADA NAVE INDUSTRIAL




SECCIÓN LATERAL NAVE INDUSTRIAL

1.3. DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE CUBIERTA



PLANO PLANTA CON DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE CUBIERTA METÁLICA INCLINADA A DOS AGUAS  
 ESCALA 1/150

UNIVERSIDAD 	TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES CONECTADA A RED INTERNA DE B.T. EN TALLER DE AUTOMOCIÓN DE TORREVIEJA	FACULTAD ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA	ALUMNO ESTEVE BAEZA, SALVADOR TUTOR LÓPEZ GARCÍA, MIGUEL	SITUACIÓN C/ María Humidad Jiménez García, 14 03183 Torreveja, Alicante	ESCALA 1/150 FECHA Enero 2024	TÍTULO DEL PLANO DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE CUBIERTA	Nº DE PLANO 03
---	--	---	---	---	--	--	-------------------

## 2. PLANOS ESPECÍFICOS

2.1. DISTRIBUCIÓN STRINGS (CADENAS)

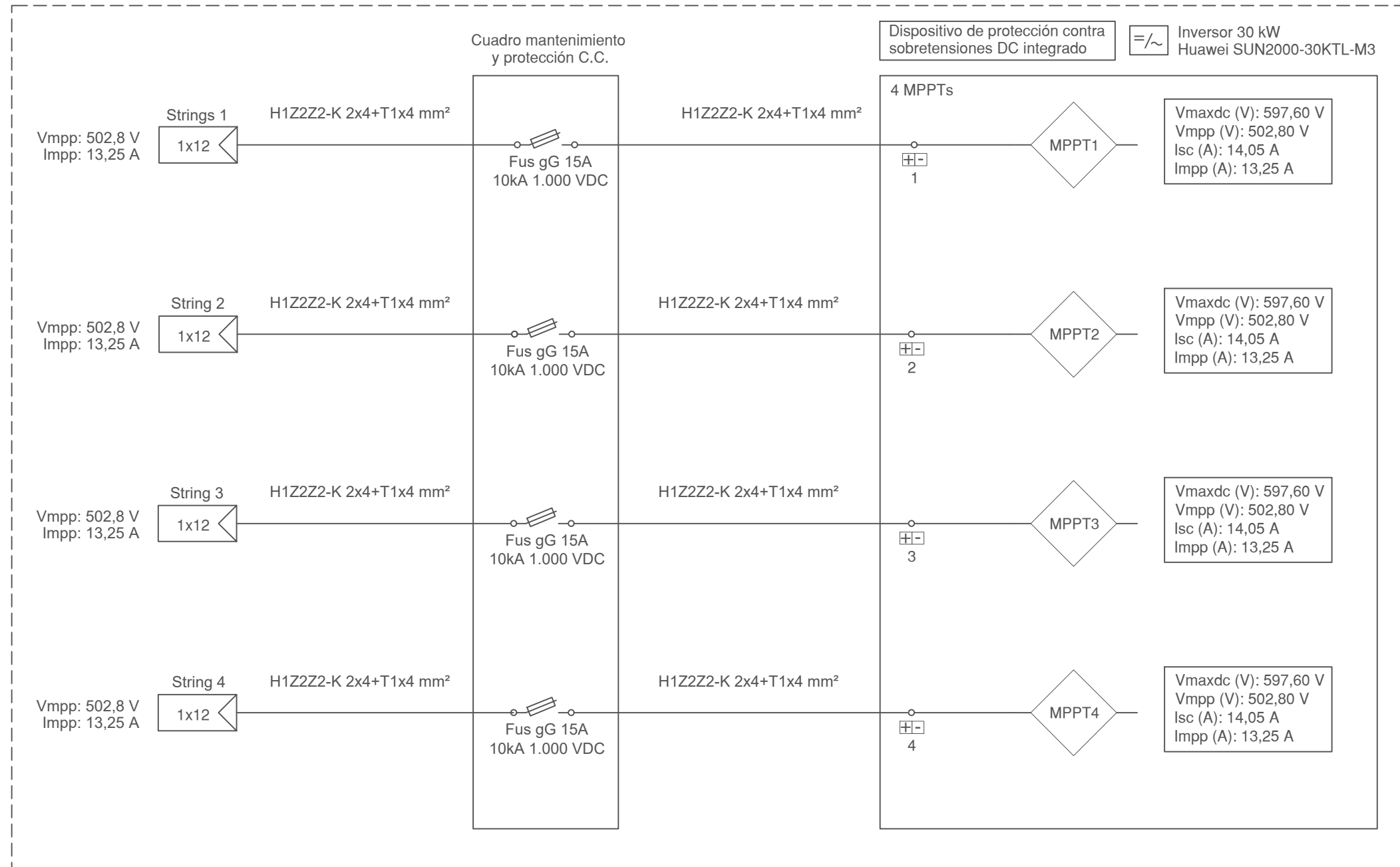




LEYENDA FOTOVOLTAICA	
PANEL FOTOVOLTAICO	
BANDEJA ELÉCTRICA	
STRING / CADENA 1	
STRING / CADENA 2	
STRING / CADENA 3	
STRING / CADENA 4	

PLANO PLANTA CON DISTRIBUCIÓN STRINGS EN PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE CUBIERTA INCLINADA A DOS AGUAS  
 ESCALA 1/150

2.2. ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA CORRIENTE  
CONTINUA – INVERSOR



**NOTAS**

Línea general FV RZ1-K (AS) 4x16 mm<sup>2</sup>+1x16 mm<sup>2</sup> Cu desde inversor hasta el Cuadro Eléctrico General Nave

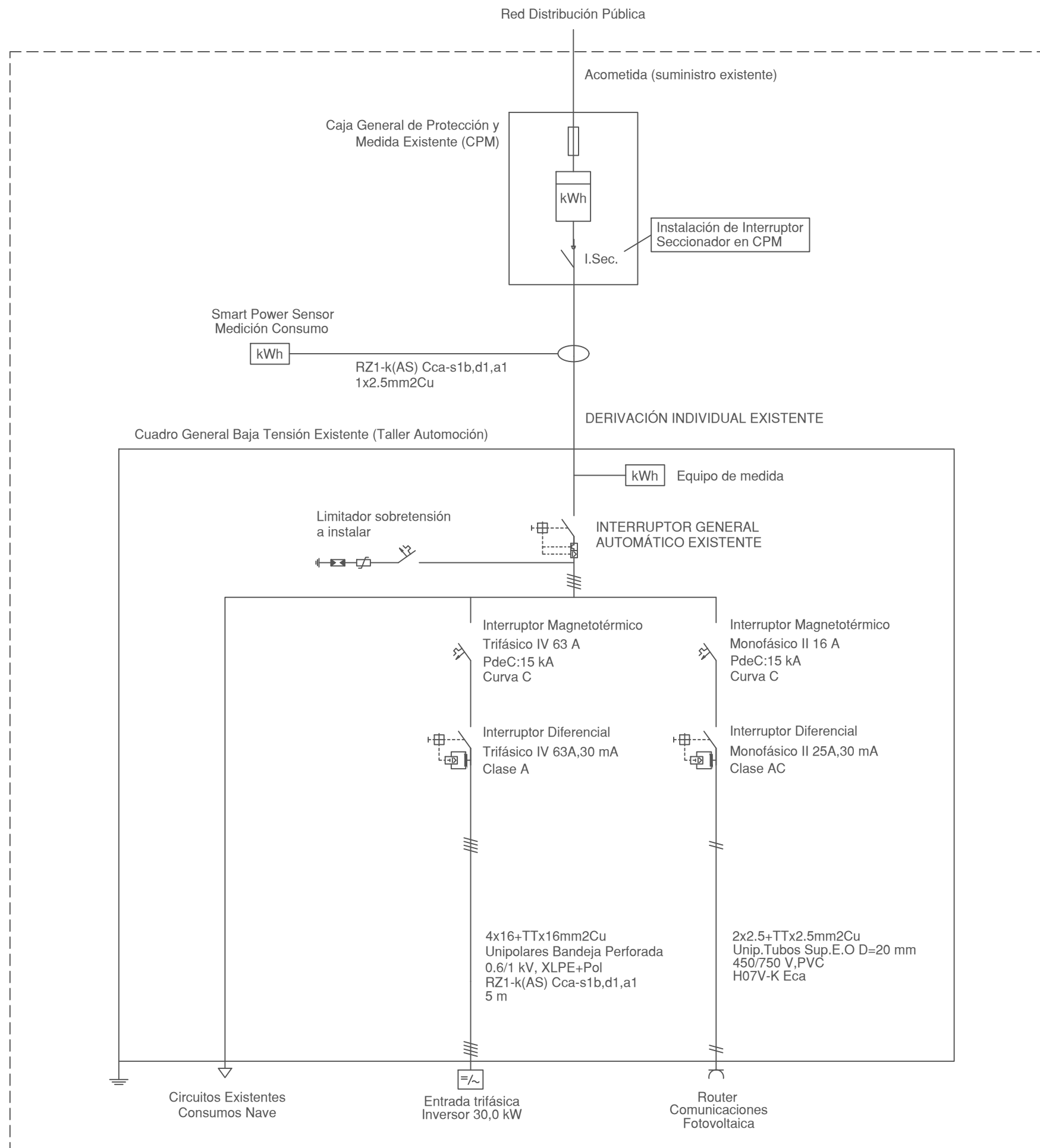
Strings.  
Inversor: 30 kW  
cadenas: 4x(1x12) paneles.

Total 48 paneles fotovoltaicos.  
Fusibles.  
Caja de protecciones inversor 30 kW.  
Compuesta por fusibles 8x15 A / 10 kA 1.000 V DC. Dos para cada par de polos.

Cable VDC H1Z2Z2-K 1,8 / 1,8 kVDC máx, sobre canalización de intemperie sujeta a cubierta bandeja metálica perforada con tapa galvanizada en caliente.

MPPT 1, 2, 3 Y 4 (12 Paneles)		
Uoc máx cadena (597,60 V)	<	Udc máx inversor (1.100 V)
Umin mpp cadena (502,80 V)	≥	Umppt min inversor (200 V)
Umax mpp cadena (502,80 V)	≤	Umppt max inversor (1.000 V)
Impp cadena (12,96 A)	≤	Idc máx mppt inversor (26 A)
Icc cadena (13,80 A)	≤	Icc máx mppt inversor (40 A)

### 2.3. ESQUEMA UNIFILAR FOTOVOLTAICA CORRIENTE ALTERNA



**NOTAS**

Línea general FV RZ1-K (AS) 4x16 mm<sup>2</sup>+1x16 mm<sup>2</sup> Cu desde inversor hasta el Cuadro Eléctrico General Nave

Strings.  
Inversor: 30 kW  
cadenas: 4x(1x12) paneles.

Total 48 paneles fotovoltaicos.  
Fusibles.  
Caja de protecciones inversor 30 kW.  
Compuesta por fusibles 8x15 A / 10 kA 1.000 V DC. Dos para cada par de polos.

Cable VDC H1Z2Z2-K 1,8 / 1,8 kVDC máx, sobre canalización de intemperie sujeta a cubierta bandeja metálica perforada con tapa galvanizada en caliente.

*(5) PRESUPUESTO*

**1. PRESUPUESTO Y MEDICIONES**

Nº	CONCEPTO	UD.	PRECIO (€)	TOTAL (€)
	<b>EQUIPOS FOTOVOLTAICOS</b>			
1	ud Suministro e instalación de <b>panel solar fotovoltaico 555 Wp</b> de la marca Canadian Solar modelo HiKu6 CS6W-555MS, cuyas características más destacadas son las siguientes: Pmax 555 Wp, Vmp 41,9 V, Imp 13,25 A, Voc 49,8 V, Isc 14,05 A, dimensiones 2261x1134x30 mm, peso 27,6 kg, IP68. Incluso parte proporcional de pequeño material, accesorios de conexionado y piezas especiales, fijación sobre la estructura metálica, transporte, carga y descarga del mismo. Totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento según reglamentos y normativa de aplicación.	48,00	225,88 €	10.842,24
2	ud Suministro e instalación de <b>inversor trifásico CC/CA 30 kW</b> de la marca Huawei modelo SUN2000-30KTL-M3, cuyas características más destacadas son las siguientes: potencia nominal activa CA 30,000 W, tensión nominal de salida 240 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE, frecuencia 50 Hz, intensidad nominal de salida 23,3 A, máx. intensidad de salida 47,9 A. Incluso parte proporcional de pequeño material, piezas especiales, conexiones, programación y puesta en marcha. Totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento según reglamentos y normativa de aplicación.	1,00	2.765,70 €	2.765,70 €
3	ud Suministro e instalación de <b>estructura metálica con sistema micro rail</b> para fijación en cubierta metálica inclinada y soportes inclinación 35° para paneles en orientación Sur, con disposición de paneles de dimensiones 2102 x 1040 x 35 mm en cubierta inclinada 13 grados. Incluye accesorios para conexión de estructura micro rail con la cubierta metálica, fijación del panel en estructura, ubicándolas en la posición adecuada según planos aportados. Incluso pequeño material de conexión, medios auxiliares de elevación, transporte, carga y descarga. Totalmente instalado, conectado y en correcta posición.	48,00	31,43 €	1.508,64€
4	ud Suministro e instalación de par de <b>conectores MC4</b> (macho y hembra) de 4mm <sup>2</sup> para tensión nominal de 1.500V e intensidad nominal de hasta 30A, grado de protección IP67, especialmente diseñado para la conexión de paneles solares fotovoltaicos, misma marca y modelo que el disponible en los paneles suministrados. Totalmente instalado y conectado.	48,00	10,06 €	482,88 €
5	ud Suministro e instalación de conector 4mm <sup>2</sup> para sistemas fotovoltaicos de conexión para strings ( <b>Conector entrada DC inversor</b> ) en corriente continua e intensidad máxima de 57A y voltaje nominal de 1.000 V, grado de protección IP68 especialmente diseñado para la conexión de los strings al inversor, misma marca y modelo que el disponible en los paneles suministrados. Totalmente instalado y conectado.	4,00	6,42 €	25,68 €

Nº		CONCEPTO	UD.	PRECIO (€)	TOTAL (€)
6	ud	Suministro e instalación de conector salida inductor redondo para conductores de 16 mm <sup>2</sup> ( <b>conexión salida CA inductor</b> ), para conexión del inductor con el conductor de alimentación. Grado de protección IP67 y tensión de funcionamiento nominal 230/400 V. Completamente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	1,00	12,41 €	12,41 €
<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>					
7	m	Suministro y tendido de <b>línea de distribución de corriente continua (strings)</b> formada por 2 conductores de cobre tipo H1Z2Z2-K (1 positivo + 1 negativo) de 1,5/1,5kV de tensión nominal en corriente continua, constituidos por conductores de cobre flexible de 4mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento de etileno-propileno (HEPR) y cubierta de PVC, instalada bajo tubo, canal protectora o bandeja (no incluidas en el precio), incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002.	185,5	4,30 €	797,65 €
8	m	Suministro y tendido de <b>línea trifásica con neutro formada por 5 cables RZ1-K (AS) unipolares (3 fases+neutro+tierra)</b> no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida de 0,6/1kV de tensión nominal, constituidos por conductores de cobre flexible de 16mm <sup>2</sup> de sección para la fase y el neutro y 16mm <sup>2</sup> el cable de tierra, con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina, instalada bajo tubo, canal protectora o bandeja (no incluidas en el precio), incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	6,25	39,33 €	245,81 €
9	m	<b>Bandeja metálica perforada de acero galvanizado con tapa para cubierta de la nave</b> , de dimensiones 70x100mm, para canalización eléctrica suministrada en tramos de 2m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	49,5	30,01 €	1.485,50 €
10	m	<b>Bandeja metálica perforada de acero galvanizado sin tapa para interior nave</b> , de dimensiones 70x100mm, para canalización eléctrica suministrada en tramos de 2m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	12,5	32,56 €	407,01 €
11	m	Suministro e instalación de <b>tubo curvable de PVC corrugado de doble capa para canalización empotrada</b> ordinaria de 63mm de diámetro nominal con una resistencia a la compresión >320N una resistencia al impacto >2J a -5°C y una temperatura mínima y máxima de utilización de -5+60°C, no propagador de la llama, con un incremento sobre el precio del tubo del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, totalmente instalado, incluso ayudas de albañilería y sin incluir el cableado, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	2	12,35 €	24,70 €



Nº	CONCEPTO	UD.	PRECIO (€)	TOTAL (€)
12	ud Suministro e instalación de <b>cuadro FV protección de continua</b> formado por envolvente de PVC con grado de protección IP65, puerta transparente y fijación de la caja de protección tipo mural. En el mismo, se instalarán las 4 protecciones portafusibles (2P) para la protección de los 4 strings del sistema FV, ubicado previamente a la entrada al inversor para la protección de las líneas eléctricas de corriente continua. La entrada y salida será válida para de la instalación de 4 circuitos de 4mm <sup>2</sup> H1Z2Z2-K, incluidos fusibles gG 15A 10 kA 1.000 VDC. Protección sobretensiones por limitador tipo 2 incluido: 20kA In/ 40kA I <sub>max</sub> -1000VDC. Incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002.	1	325,30 €	325,30 €
13	ud <b>Modificación del Cuadro General de Baja Tensión (CGBT) existente</b> en el taller instalando los circuitos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica, tal y como se encuentra detallado en el esquema unifilar. Incluyendo los elementos de protección eléctrica, elementos de medición. Totalmente instalado, en correcto funcionamiento y siguiendo la normativa y reglamentos de aplicación.	1	1.250,00 €	1.250,00 €
14	ud Instalación de <b>seccionador en Caja General de Protección y Medida (CPM)</b> ubicada en linde de parcela, para labores de mantenimiento por parte de compañía eléctrica. Con bloqueo y accionamiento manual. Totalmente instalado, en correcto funcionamiento y siguiendo la normativa y reglamentos de aplicación.	1	180,54 €	180,54 €
15	ud Suministro e instalación de <b>puesta a tierra de los elementos metálicos</b> (marcos de paneles, estructuras metálicas de soporte, bandeja metálica y otros elementos metálicos de la instalación FV). Los paneles fotovoltaicos se conectarán a tierra mediante mediante terminal de ojo M6, conectado al orificio específicamente preparado para la conexión de la toma de tierra ubicado en el propio panel. Todos los marcos se conectarán entre ellos mediante conductor amarillo-verde de 6mm <sup>2</sup> y también se conectarán a la estructura metálica de los mismos. Además, se conectará este conductor de cobre a la bandeja metálica, la cuál estará puesta a tierra mediante conductor de cobre desnudo de 16mm <sup>2</sup> que recorrerá la longitud total de la misma. Incluso conectores para el atornillado a la estructura, a las bandejas y marcos de los módulos FV para asegurar el correcto apriete y contacto del elemento metálico con el conductor, asegurando la continuidad de la totalidad de los elementos metálicos instalado, incluso parte proporcional de conductor de puesta a tierra hasta la conexión a la tierra general de la instalación. Totalmente instalada, comprobada y en correcto funcionamiento según normativa y reglamentos de aplicación.	1	573,59 €	573,59 €
16	h <b>Grúa autopropulsada de brazo telescópico</b> con una capacidad de elevación de 30 t y 27 m de altura máxima de trabajo. Grúa para trabajos de elevación a cubierta de los materiales necesarios para la instalación fotovoltaica en el edificio.	1	501,00 €	501,00 €
<b>SISTEMA DE GESTIÓN, CONTROL Y MONITORIZACIÓN</b>				
17	ud Suministro e instalación de <b>sistema de monitorización y gestión</b> de la instalación fotovoltaica por medio del registrador de datos de Huawei Smartlogger 3000 A.	1	652,30 €	652,30 €



Nº	CONCEPTO	UD.	PRECIO (€)	TOTAL (€)
	Totalmente instalado, configurado y en correcto funcionamiento.			
18	ud	1	219,95 €	219,95
	Suministro e instalación <b>vatímetro meter trifásico</b> Huawei Smart Power Sensor DTSU666-H. El dispositivo está diseñado para medir y visualizar en tiempo real parámetros eléctricos como el voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, frecuencia y factor de potencia. Totalmente instalado, configurado y en correcto funcionamiento. Incluso instalación en cuadro eléctrico, transformadores de corriente para medición y pequeño material de conexión.			
19	h	1	51,87 €	51,87
	Programación inversor para sistema de generación con vertido acogido a compensación, incluido el ajuste e instalación de monitorización del equipo en el servidor. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
	<b>VARIOS</b>			
20	ud	1	45,18	45,18
	Apertura de hueco en muro de nave de bloque de hormigón para el paso de la instalación, con martillo neumático, sin afectar a la estabilidad del muro, y carga manual sobre camión o contenedor. El precio incluye el corte previo del contorno del hueco, el montaje y desmontaje del apeo del hueco ni la colocación de dinteles.			
21	ud	1	3500	3500
	Proyecto, trámites y legalización de la instalación.			
		<b>TOTAL</b>		<b>25.910,81 €</b>

*Tabla 12 - Presupuesto y mediciones*

## 2. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A continuación, se adjunta el resumen por capítulos del presupuesto mostrado en la sección anterior “1” y añadimos el beneficio industrial que el 6% de todos los costes directos e indirectos, todos los precios llevan IVA incluido.

Capítulo	Precio
Instalación fotovoltaica	15.637,55 €
Instalación eléctrica	5.803,96 €
Sistema de control, gestión y monitorización	924,12 €
Varios	3.545,18 €
Beneficio industrial (6%)	1.554,65€
<b>TOTAL</b>	<b>27.465,46 €</b>

*Tabla 13 - Resumen presupuesto*

El presupuesto de ejecución material (PEM) de la instalación asciende a la cantidad de 27.465,46 € (VENTISIETE MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS con CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS).

---

*ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS*

---



# HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 555 W

CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550 | 555MS

## MORE POWER



Module power up to 555 W  
Module efficiency up to 21.6 %



Up to 4.5 % lower LCOE  
Up to 5.6 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

## MORE RELIABLE



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*



Linear Power Performance Warranty\*

1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

## MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

## PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA  
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



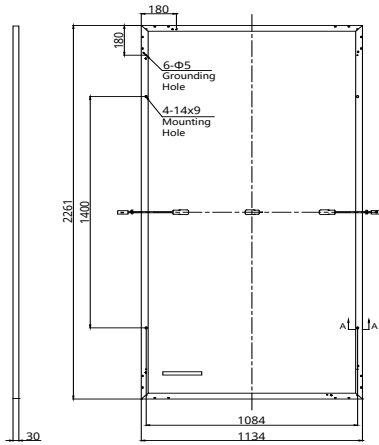
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

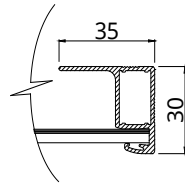
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

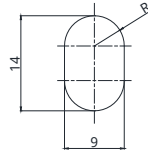
### Rear View



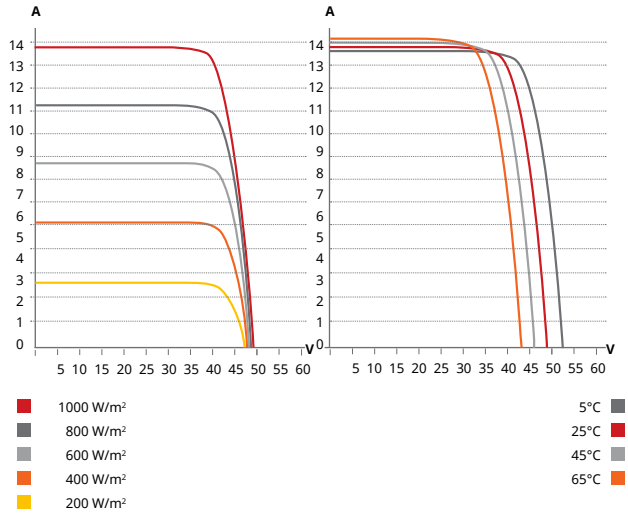
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS6W-530MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W	555 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A	13.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V	49.8 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A	14.05 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	25 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W	416 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A	10.59 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V	47.1 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.33 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6) ]
Dimensions	2261 x 1134 x 30 mm (89.0 x 44.6 x 1.18 in)
Weight	27.6 kg (60.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2
Per Pallet	35 pieces
Per Container (40' HQ)	700 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION



# SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



## Inteligente

Monitorización a nivel de string



## Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



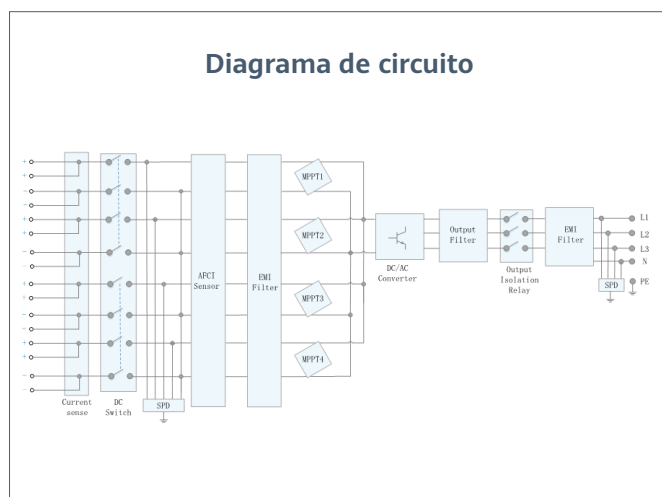
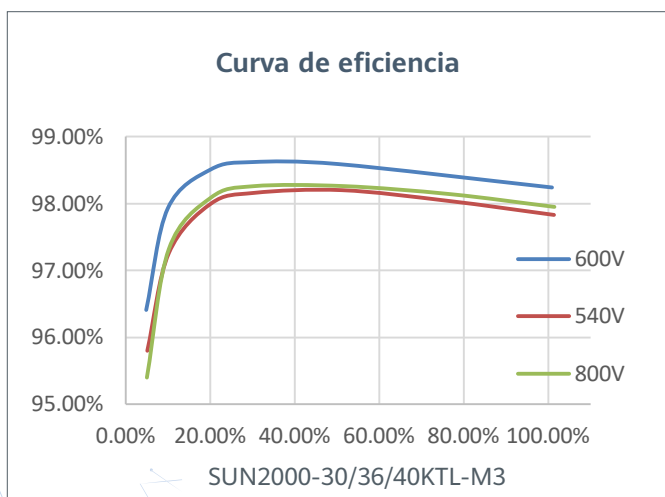
## Seguro

Diseño sin fusibles



## Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada	
Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación <sup>2</sup>	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida			
Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada <sup>3</sup>	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales	
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador	
Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)





## Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



## Seguro

Fácil de instalar en el sitio



## Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
<b>Gestión de dispositivos</b>	
Max. Número de dispositivos manejables	80
<b>Interfaz de comunicación</b>	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G <sup>1</sup>	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz <sup>2</sup>
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
<b>Protocolo de comunicación</b>	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
<b>Interacción</b>	
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
<b>Ambiente</b>	
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%
Max. Altitud de operación	4,000 m
<b>Alimentación</b>	
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

<sup>1</sup> Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

<sup>2</sup> Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.



# Smart Power Sensor



## 🎯 Preciso



- Precisión de medición: clase 1

## ✅ Fácil y sencillo

- Montaje en carril DIN estándar de 35 mm
- Tamaño pequeño, 1P2W 36 mm, 3P4W 72 mm
- Pantalla LCD para facilitar la configuración y la comprobación por los usuarios
- Conexión de acoplamiento para instalación
- Cables CT y RS485 incluidos en los accesorios

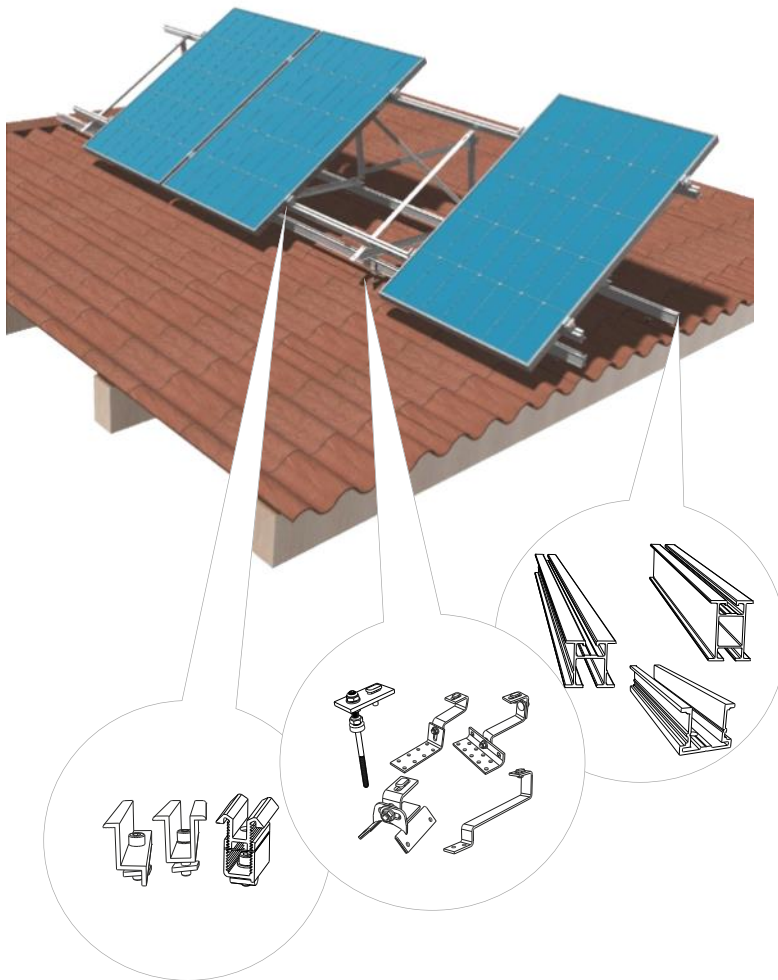
## ✅ Eficiente desde el punto de vista energético

- Consumo general de energía  $\leq 1$  W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H
<b>Especificaciones generales</b>		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65,5 mm (3,9 x 1,4 x 2,6 pulgadas) as)	100 x 72 x 65,5 mm (3,9 x 2,8 x 2,6 pulgadas)
Tipo de montaje	Carril DIN35	
Peso (incluidos cables)	1,2 kg (2,6 lb)	1,5 kg (3,3 lb)
<b>Fuente de alimentación</b>		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Potencia de entrada (tensión física) ica)	176 VCA ~ 288 VCA	
Consumo de energía	$\leq 0,8$ W	$\leq 1$ W
<b>Rango de medición</b>		
Voltaje de línea	/	304 VCA ~ 499 VCA
Tensión física	176 VCA ~ 288 VCA	
Corriente	0 ~ 100 A	
<b>Precisión de medición</b>		
Tensión	$\pm 0,5$ %	
Corriente / Potencia / Energía	$\pm 1$ %	
Frecuencia	$\pm 0,01$ Hz	
<b>Comunicación</b>		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios baudios	9600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus - RTU	
<b>Entorno</b>		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 % HR ~ 95 % HR (sin condensación)	
<b>Otros</b>		
Accesorios	Cable RS485 (10 m / 33 pies)	
	1 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 pies) 	3 CT 100 A / 40 mA (6 m / 19 pies) 

El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual en el momento de imprimir este documento. Están sujetos a cambios técnicos, excepto errores y omisiones. Huawei no será responsable de equivocaciones ni errores de impresión. Para obtener más información, visite: solar.huawei.com. Versión No.: 01-(20180929)

# AF·ROW AF·ROW2



- Sistema con los soportes de una misma fila conectados entre ellos con perfiles base.
- El sistema **AF·ROW** es el ideal para cubiertas orientadas Este-Oeste con los módulos en vertical (fijado a correas).
- Cuando los módulos están en horizontal el sistema óptimo es el **AF·ROW2**. (sin perfil portante y fijado a correas).
- En cubiertas orientadas Norte-Sur con los módulos en horizontal a menos de 15°, se puede utilizar el sistema **AF·ROW2** (sin perfil portante y fijado a cubierta).



---

*ANEXO 2: BIBLIOGRAFÍA*

---

*Páginas web*

- <https://www.iberdrola.com/innovacion/autoconsumo-fotovoltaico>
- <https://sede.idae.gob.es/lang/>
- <https://www.areatecnologia.com/fotovoltaica.html>
- <https://albasolar.es/estructuras-fotovoltaica/>
- <https://www.energias-renovables.com/autoconsumo>
- <https://autosolar.es/>
- <https://suelosolar.com/>
- <https://www.codigotecnico.org/>
- [https://www.aemet.es/documentos/es/conocermas/recursos\\_en\\_linea/publicaciones\\_y\\_estudios/publicaciones/Atlas-climatologico/Atlas.pdf](https://www.aemet.es/documentos/es/conocermas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/Atlas-climatologico/Atlas.pdf)
- <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>

*Softwares utilizados*

- [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)
- Excel & Word
- Autocad

*Otras fuentes consultadas*

- Presentaciones y anexos facilitados en curso de “Autoconsumo con Instalaciones Fotovoltaicas (XIV Edición)”.

