



industriales  
etsii

Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

## Diseño y gestión de una instalación fotovoltaica de autoconsumo

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**Autor:** Martínez Royo, Miguel

**Director:** Nieto Morote, Ana María



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena

Cartagena, noviembre 2020

## ÍNDICE DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	5
1.1	Antecedentes .....	5
1.2	Objetivos .....	6
1.3	Determinación del caso de estudio .....	6
2	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	6
2.1	Alcance y justificación del proyecto.....	6
2.2	Normativa y legislación aplicable .....	7
2.3	Emplazamiento .....	9
2.4	Descripción de la parcela y del recinto.....	9
2.5	Consumo energético .....	10
2.6	R.D. Autoconsumo 244/2019 .....	11
2.7	Descripción de la solución adoptada.....	12
2.8	Configuración de la instalación fotovoltaica .....	12
2.9	Potencial solar del emplazamiento.....	13
2.10	Planta fotovoltaica. Energía generada .....	13
2.11	Autoconsumo eléctrico.....	14
2.12	Descripción de la instalación fotovoltaica.....	15
2.13	Plan de obra.....	20
2.14	Presupuesto de ejecución material .....	22
2.15	Tramitación administrativa .....	22
2.16	Conclusión .....	23
3	ANEXOS .....	24
3.1	Análisis del consumo energético .....	24
3.1.1	Datos generales.....	24
3.1.2	Datos de potencia.....	24
3.1.3	Coste del término de potencia .....	25
3.1.4	Consumo energético.....	26
3.1.5	Coste del término de energía .....	27
3.1.6	Resumen .....	27
3.2	Cálculo de la energía generada y autoconsumida .....	28
3.2.1	Potencial solar del emplazamiento .....	28
3.2.2	Diseño geométrico.....	29
3.2.3	Energía generada por la instalación .....	30
3.2.4	Energía demandada prevista.....	32
3.2.5	Cálculo del grado de autoconsumo .....	33

3.3	Diseño de la instalación fotovoltaica .....	35
3.3.1	Generalidades .....	35
3.3.2	Instalación de generación fotovoltaica.....	35
3.3.3	Inversor CC/CA.....	40
3.3.4	Monitorización.....	42
3.3.5	Estructura .....	43
3.3.6	RD Autoconsumo 244/2019.....	43
3.4	Diseño de la instalación en baja tensión .....	45
3.4.1	Instalaciones en baja tensión en CC .....	45
3.4.2	Verificación del inversor utilizado.....	48
3.4.3	Cumplimiento de la ITC-BT-40 .....	49
3.4.4	Instalaciones de BT en CA .....	49
3.4.5	Monitorización.....	52
3.4.6	Puesta a tierra .....	53
4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	55
4.1	Presupuesto, ahorro y período de retorno de la inversión.....	55
5	PLANOS.....	58
5.1	Situación .....	58
5.2	Ubicación de instalaciones.....	58
5.3	Descripción de instalaciones.....	58
5.4	Generador fotovoltaico .....	58
5.5	Esquema unifilar .....	58
5.6	Detalles de estructura soporte .....	58
6	TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA .....	59
6.1	Industria .....	59
6.1.1	Declaración Responsable. Procedimiento 0019 .....	59
6.1.2	Certificado de Instalación eléctrica de baja tensión .....	59
6.2	Ayuntamiento .....	59
6.2.1	Nombramiento de Coordinador de seguridad y salud.....	59
6.2.2	Nombramiento de Director de obra / instalación.....	59
6.2.3	Inicio de obras .....	59
6.2.4	Acta de supervisión del Documento de Gestión Preventiva de Obra por el Coordinador de seguridad y salud durante la ejecución de obra .....	59
6.2.5	Finalización de trabajos de coordinación de seguridad y salud .....	59
6.2.6	Acta de recepción, conformidad y entrega de documentación .....	59
7	BIBLIOGRAFÍA .....	60

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Plano de emplazamiento.....	9
Figura 2 Plano del recinto. ....	9
Figura 3 Curva horaria del consumo anual. ....	11
Figura 4 Esquema básico de funcionamiento.....	12
Figura 5 Media mensual de la irradiación diaria media en Mazarrón. Período 2005-2016. Fuente: PVGIS. ....	13
Figura 6 Energía Generada.....	14
Figura 7 Esquema de conexiones red SmartLogger. ....	19
Figura 8 Estructura coplanaria comercial. ....	19
Figura 10 Energía Generada.....	31
Figura 11 Curvas características del panel solar seleccionado.....	36
Figura 12 Planos del panel solar seleccionado. ....	36
Figura 13 Esquema de conexiones con Smart Logger.....	53

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Consumo energético desde octubre de 2019 hasta septiembre de 2020.....	10
Tabla 2 Autoconsumo eléctrico. ....	15
Tabla 3 Resumen de la instalación fotovoltaica. ....	16
Tabla 4 Demanda máxima de potencia.....	24
Tabla 5 Coste del término de potencia.....	25
Tabla 6 Consumo energético anual.....	26
Tabla 7 Coste del término de energía. ....	27
Tabla 8 Límite de pérdidas establecidos por el CTE y el IDAE. ....	29
Tabla 9 Demanda energética prevista.....	32
Tabla 10 Autoconsumo eléctrico. ....	33
Tabla 11 Resumen de la instalación fotovoltaica. ....	39

---

# 1 INTRODUCCIÓN

En el presente Trabajo Fin de Máster se pretende realizar el diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo teniendo en cuenta la normativa vigente, así como indicar el procedimiento para la tramitación administrativa necesaria para llevar a cabo dicha instalación.

## 1.1 Antecedentes

### Ámbito europeo

Entre los ambiciosos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para 2030, la introducción de las fuentes de energía renovables es esencial ya que además del ahorro económico, permiten el acceso a la electricidad en países pobres mediante redes de distribución y transporte.

En la Unión Europea (UE), se establecen como objetivos para 2030<sup>1</sup>:

- Al menos un 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990).
- Al menos un 32% de cuota de energías renovables.
- Al menos un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

Los hogares consumen el 29% de la energía mundial y, en consecuencia, contribuyen al 21% de las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes<sup>2</sup>.

### Ámbito nacional

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 propone que las energías renovables aporten el 42% de la energía final en España y el 74% de la electricidad, buscando una drástica reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> causantes del cambio climático. Este Plan contempla un despliegue masivo del autoconsumo renovable, dado que la autogeneración de electricidad con placas solares en los tejados de viviendas puede ser ya más económica que las actuales tarifas al consumidor final.

Para conseguir esta revolución de las energías renovables, se pretende que las tecnologías que más aumenten su peso para 2030 sean la energía eólica, que llegaría a los 50.258 MW, y la energía solar fotovoltaica, que alcanzaría los 36.882 MW. Por su parte, la energía solar termoeléctrica subiría hasta los 7.303 MW<sup>3</sup>.

El Consejo de Ministros aprobó el *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España*. Esta norma completa el marco regulatorio que sobre el autoconsumo fue impulsado por el Real Decreto-ley 15/2018 y aporta certidumbre y seguridad a los usuarios. Entre otras medidas, el Real Decreto 224/2019 habilita la figura del autoconsumo colectivo, que fomentará esta fórmula de generación en las comunidades

---

<sup>1</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es)

<sup>2</sup> <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-consumption-production/>

<sup>3</sup> <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/eae-pniec.aspx>

---

de propietarios o en polígonos industriales; y establece un mecanismo simplificado de compensación de la energía autoproducida y no consumida.

### Ámbito local

La Comunidad de Regantes de Mazarrón (CRM) instaló una planta fotovoltaica flotante de 1,8 MW sobre su embalse de agua desalada a finales de 2019, en una primera fase de actuación que persigue la consecución de un abaratamiento del agua que se obtiene de la desaladora 'Virgen del Milagro'. El proyecto será concluido con una segunda fase que debe elevar la actual potencia hasta los 8 MW.

## 1.2 Objetivos

Los objetivos planteados para este trabajo son los siguientes:

- Diseñar una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo.
- Realizar una programación de los trámites administrativos.

Para llevar a cabo el diseño de la instalación, primero se deberá determinar la superficie de terreno disponible para llevar a cabo la instalación y el perfil de cliente al que se va a dar servicio. A partir del patrón de consumo del cliente, se determinará la instalación óptima para éste y se realizará el diseño de la planta.

Por otro lado, la tramitación administrativa puede variar ligeramente en función de las administraciones locales y autonómicas correspondientes. Se presentarán los trámites específicos necesarios para este proyecto.

## 1.3 Determinación del caso de estudio

Se realizará el diseño de una instalación de autoconsumo para un supermercado situado en Puerto de Mazarrón.

- Consumo energético anual: 582,02 MWh
- Gasto anual en electricidad: 104.721,46 €

Se trata de una nave con una cubierta a dos aguas de panel sándwich donde se anclarán directamente los paneles solares.

# 2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

## 2.1 Alcance y justificación del proyecto

Este proyecto pretende definir el diseño de la instalación de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en un supermercado situado en Puerto de Mazarrón, que comprende:

- Diseño de la instalación fotovoltaica.
- Diseño de la infraestructura eléctrica de corriente continua.
- Diseño de la infraestructura de Baja Tensión.
- Tramitación administrativa.

El fin es diseñar, por tanto, una planta solar fotovoltaica para dotar al Supermercado de cierto grado de autoabastecimiento energético. Consiguiendo reducir el consumo de fuentes energéticas no renovables basadas en combustibles fósiles. De este modo se

---

contribuye con los compromisos de política energética con el correspondiente beneficio ambiental y social por el ahorro de emisiones contaminantes.

## 2.2 Normativa y legislación aplicable

Para la redacción del presente trabajo se ha tenido en cuenta la siguiente reglamentación:

- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT51.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- 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-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se aprueba la instrucción técnica para la aplicación en la Región de Murcia del 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.
- Ley 8/2004, de 28 de diciembre, de medidas administrativas, tributarias, de tasas y de función pública.
- Decreto 47/2003, de 16 de mayo, por el que se aprueba el reglamento del Registro de Establecimientos Industriales de la Región de Murcia.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Directiva 2002/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de enero de 2003 sobre restricciones a la utilización de determinadas sustancias peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos.
- Real Decreto 187/2011, de 18 de febrero, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.
- Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Suelo.

- 
- Texto Refundido de la Ley del Suelo de la Región de Murcia, aprobado por R.D. Legislativo 1/2005, de 10 de junio.
  - Ley 38/1999, de 5 de noviembre de Ordenación de la Edificación.
  - Ley 7/1985 de 2 de abril de Bases del Régimen Local.
  - Ley 30/1992 de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las administraciones públicas y del procedimiento administrativo común.
  - Reglamento de Servicios de las Corporaciones Locales, aprobado por Decreto de 17 de junio de 1955.
  - Real Decreto 2187/1978, de 23 de junio, por el que se establece el Reglamento de disciplina urbanística.
  - Plan General de Ordenación Urbana de Mazarrón.
  - Norma UNE-EN 60617: símbolos gráficos para esquemas.
  - Norma UNE 21144-3-2: cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
  - UNE 20460-7-712 Instalaciones eléctricas en edificios. Regla para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
  - UNE 21027: cables aislados con goma de tensiones asignadas inferiores o iguales a 450/750v.
  - UNE 21102: cables de tensión asignada hasta 450/750v con aislamiento de un compuesto termoplástico de baja emisión de humos y gases corrosivos. Cables unipolares sin cubierta para instalaciones fijas.
  - UNE-EN 50102: grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra impactos mecánicos externos (código ik).
  - UNE-EN 50618 Cables para sistemas fotovoltaicos.
  - UNE-EN 60269-6 Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica.
  - UNE-HD 60364-7-712 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
  - UNE-EN 60439-4: conjuntos de aparata de baja tensión. Parte 4: requisitos particulares para obras (CO).
  - UNE-EN 60947-2: aparata de baja tensión. Parte 2: interruptores automáticos.
  - UNE-EN 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
  - UNE-EN 62116:2014 V2 Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento del ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.



- UNE-EN 62446 Sistemas Fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.

### 2.3 Emplazamiento

El supermercado se localiza en Puerto de Mazarrón (Murcia) como muestra la Figura1.



Figura 1 Plano de emplazamiento.

Las coordenadas UTM de la parcela son: X = 653.060, Y = 4.159.635

### 2.4 Descripción de la parcela y del recinto

La parcela en la que se ubica el supermercado del Puerto de Mazarrón se muestra en la Figura 2.



Figura 2 Plano del recinto.

La referencia catastral es: **3198901XG5539N0001KW.**

---

La superficie de la parcela es: **1.908 m<sup>2</sup>**.

La instalación fotovoltaica se ubicará sobre la cubierta del edificio, anclada de forma coplanar al panel sándwich.

## 2.5 Consumo energético

Los siguientes datos pertenecen al supermercado, recopilados desde el 1 de octubre de 2019, que fue cuando comenzó a funcionar, hasta el 30 de junio de 2020. El resto de los meses hasta completar el año se han simulado observando el comportamiento en los meses registrados y las tendencias del consumo estacional:

**Tarifa de acceso 3.1A:** tarifa específica de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.

**Potencias contratadas:** P1 = 125 kW      P2 = 125 kW      P3 = 188 kW

En la Tabla 1 se muestra el consumo energético y su evolución mensual durante el período comprendido entre el 1 de octubre de 2019 y el 30 de septiembre de 2020.

*Tabla 1 Consumo energético desde octubre de 2019 hasta septiembre de 2020.*

<b>Mes</b>	<b>Días</b>	<b>P1 (kWh)</b>	<b>P2 (kWh)</b>	<b>P3 (kWh)</b>	<b>Total (kWh)</b>
Octubre	31	8.772	17.444	19.223	<b>45.439</b>
Noviembre	30	8.560	17.840	19.183	<b>45.582</b>
Diciembre	31	7.999	16.772	17.420	<b>42.192</b>
Enero	31	8.408	16.845	15.349	<b>40.602</b>
Febrero	29	7.997	15.964	15.068	<b>39.029</b>
Marzo	31	9.060	16.950	15.308	<b>41.319</b>
Abril	30	8.151	18.042	13.508	<b>39.701</b>
Mayo	31	9.254	21.341	20.269	<b>50.865</b>
Junio	30	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
Julio	31	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
Agosto	31	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
Septiembre	30	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
	<b>366</b>	<b>116.925</b>	<b>246.920</b>	<b>218.172</b>	<b>582.017</b>

Como se puede observar en la Tabla 1, el consumo energético permanece prácticamente constante a lo largo de los meses con algo más de presencia los meses de verano.

Otros datos energéticos que destacar serían:

- El consumo energético anual = 582.017 kWh.
- El consumo medio mensual = 48.501 kWh.

La curva horaria de consumo anual sería la mostrada en la Figura 3:

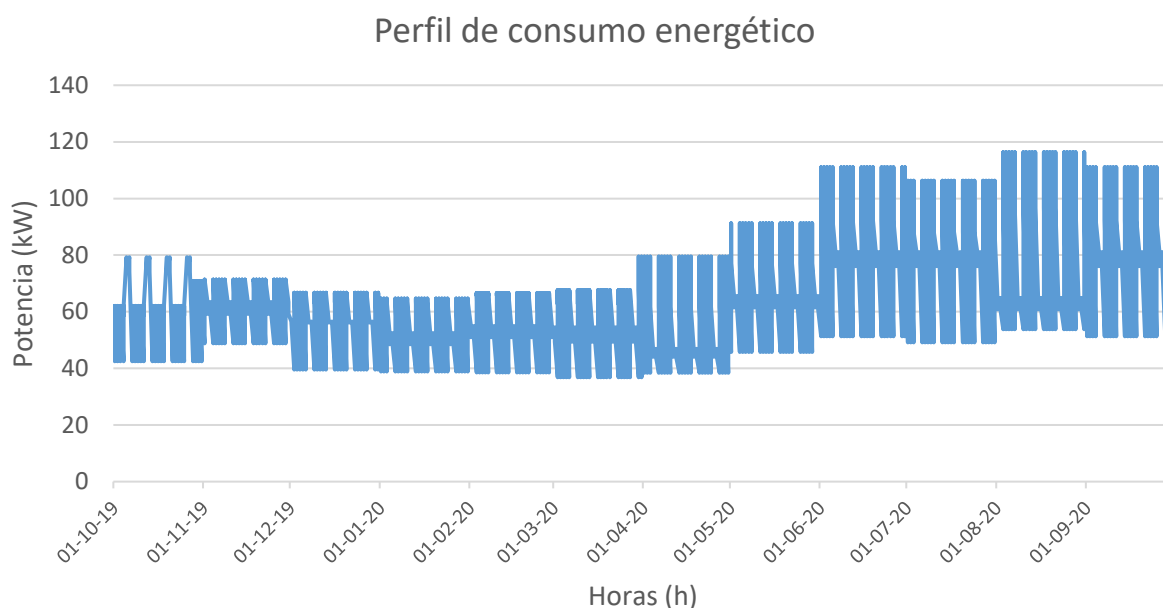


Figura 3 Curva horaria del consumo anual.

Para más detalles sobre el consumo energético consultar el Anexo “3.1 Análisis del consumo energético”.

## 2.6 R.D. Autoconsumo 244/2019

La instalación a proyectar estará acogida a la modalidad de Autoconsumo tipo 1 según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

### **Autoconsumo tipo 1:**

- a) Modalidad de autoconsumo **sin excedentes**. Se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. Este sistema para evitar el vertido de energía a la red tiene que cumplir los requisitos y ensayos del nuevo Anexo I de la ITC-BT-40.
- b) Para este tipo de instalaciones no hay titular Productor. El titular de la instalación será el consumidor.
- c) El titular del punto de suministro será el consumidor, el cual también será el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red.

- d) No es necesaria la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.

## 2.7 Descripción de la solución adoptada

La Figura 4 muestra un esquema básico de la instalación de autoconsumo proyectada.

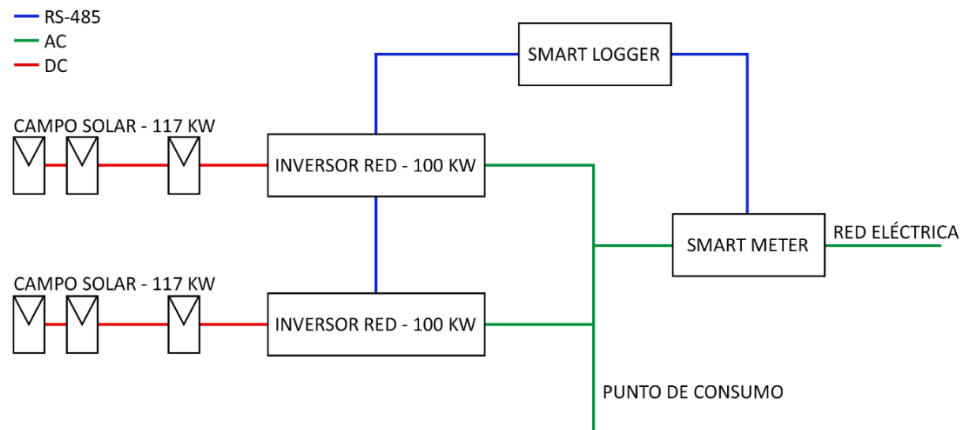


Figura 4 Esquema básico de funcionamiento.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará sobre una estructura coplanaria a la superficie del supermercado.

La instalación fotovoltaica dispondrá de un campo fotovoltaico de 234 kW<sub>p</sub>, formado por 520 módulos JA Solar 450PR monocristalinos con células PERC de alta eficiencia o similar, de 450 W<sub>p</sub> de potencia pico. La instalación contará con dos inversores fotovoltaicos de 100 kW de potencia nominal total en CA cada uno.

## 2.8 Configuración de la instalación fotovoltaica

**Orientación:** La cubierta a dos aguas tiene un lado orientado hacia el Suroeste y otro lado orientado hacia el Noreste. Se distribuirán los módulos fotovoltaicos entre ambos lados de forma que se aproveche la máxima superficie disponible, empleando preferentemente el lado Suroeste ya que presenta una orientación mejor.

**Inclinación:** Al colocarse coplanarios a la cubierta, la inclinación de los módulos será la misma que la de la cubierta, aproximadamente 25°.

**Configuración:** Los módulos estarán colocados unos junto a otros abarcando el mayor porcentaje de superficie disponible.

**Distribución en parcela:**

- Superficie cubierta de la nave: 1.908 m<sup>2</sup>
- Superficie de captación: 1.160 m<sup>2</sup> (520 módulos fotovoltaicos)

## 2.9 Potencial solar del emplazamiento

Para estimar el potencial solar del emplazamiento, se han consultado los datos de radiación sobre plano horizontal y con inclinación óptima de *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, herramienta provista por *The European Commission's science and knowledge service*.

La Figura 5 muestra la media mensual de la irradiación diaria media del período comprendido entre 2005-2016.

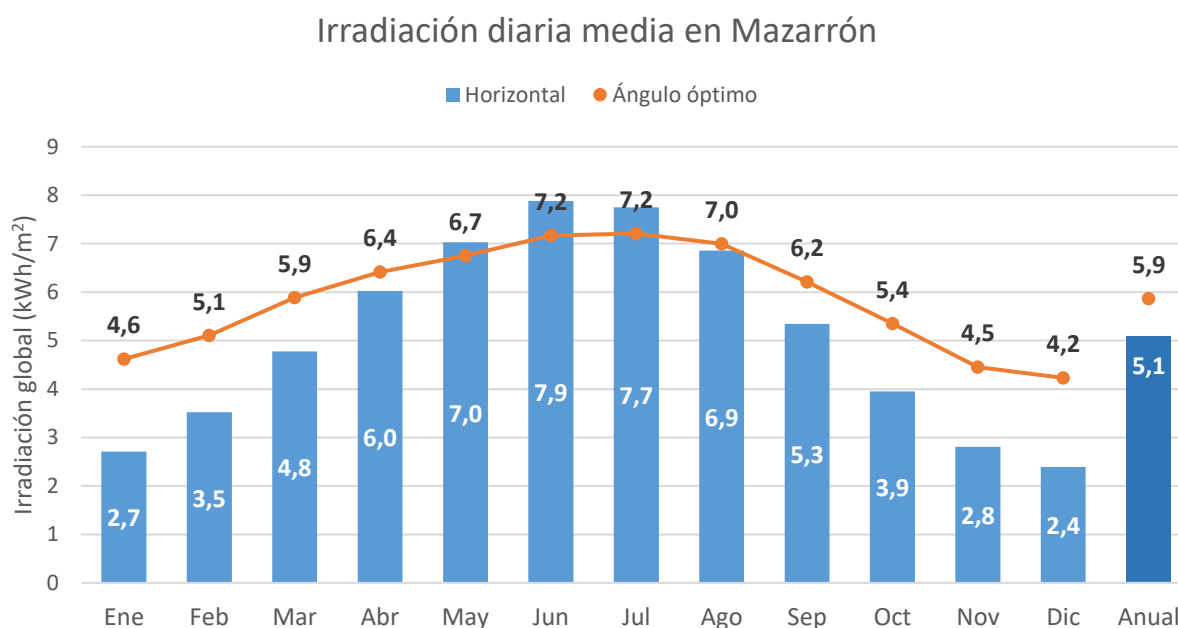


Figura 5 Media mensual de la irradiación diaria media en Mazarrón. Período 2005-2016. Fuente: PVGIS.

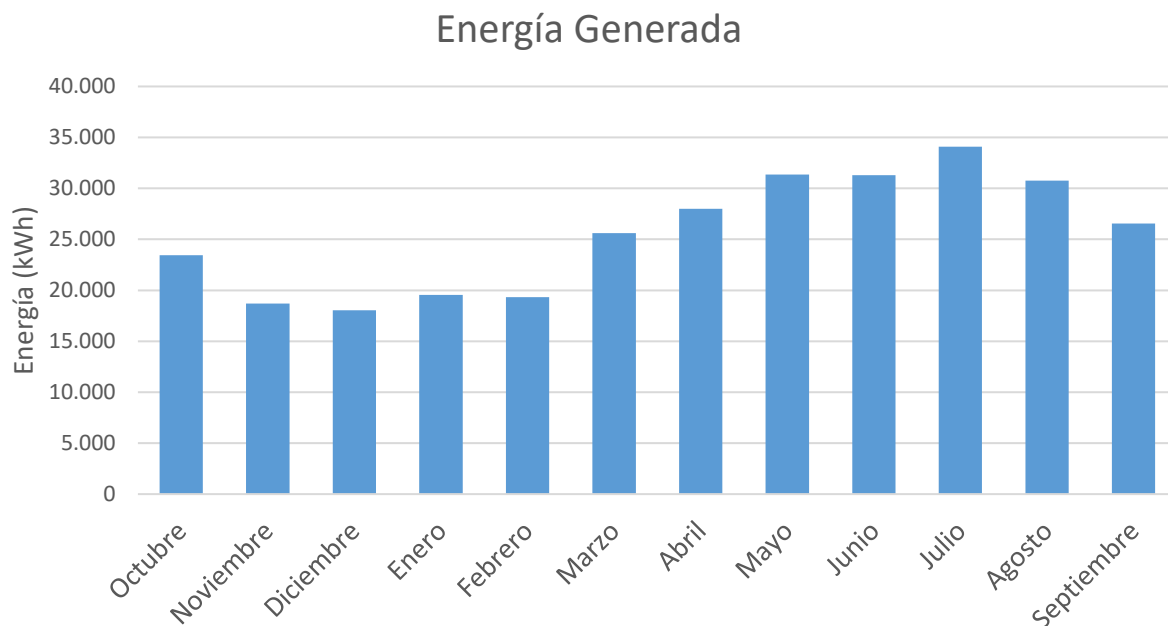
Los datos empleados para el cálculo que proporciona la Comisión Europea incluyen datos horarios sobre el año meteorológico, como pueden ser: temperatura, humedad relativa, radiación global sobre plano horizontal por metro cuadrado de superficie, etc.

Los datos de satélite utilizados para las estimaciones de radiación solar provienen de los satélites METEOSAT que cubren Europa, África y la mayor parte de Asia.

## 2.10 Planta fotovoltaica. Energía generada

En función de la radiación y la curva característica o las gráficas del módulo fotovoltaico suministradas por el fabricante, es posible determinar la intensidad generada según los distintos valores de radiación.

Considerando que la instalación fotovoltaica estará formada por 520 módulos fotovoltaicos JA Solar 450PR monocristalinos con células PERC de alta eficiencia o similar, de 450 W<sub>p</sub> cada uno, se calcula una producción energética anual de 331.114 kWh/año, es decir, un equivalente de 1.656 horas equivalentes de funcionamiento como se muestra en la Figura 6.



*Figura 6 Energía Generada.*

Estos datos se han obtenido a través de un software específico para el cálculo de instalaciones solares fotovoltaicas, *Solarius PV*, de la empresa ACCA Software. Este programa hace uso de las bases de datos de irradiación recopiladas por PVGIS. Para la determinación de los datos de producción se tienen en cuenta las pérdidas debidas al inversor, el cableado y las diferentes temperaturas a lo largo del año, entre otras.

### 2.11 Autoconsumo eléctrico

El grado de autoconsumo de la instalación se ha calculado mediante el cruce de los valores horarios de las 8.760 horas anuales de la energía producida por la instalación fotovoltaica y la energía consumida (representada en la Figura 3).

La Tabla 2 muestra el resumen mensual de los valores de la energía producida, la autoconsumida, el excedente (energía no aprovechada) y la energía demandada a la red en los momentos donde la producción fotovoltaica no es suficiente para alimentar los consumos de la instalación.

La producción energética anual de la instalación fotovoltaica es de 306,67 MWh.

El supermercado tiene un consumo anual de 582,02 MWh.

Debido a la simultaneidad necesaria entre generación y autoconsumo, no toda la energía generada podrá ser empleada en los consumos propios de las instalaciones del recinto. No obstante, el grado de autoconsumo estimado es elevado. Se autoconsumirá aproximadamente el 76% de la energía generada por la instalación fotovoltaica.

Debido a la modalidad seleccionada de instalación de autoconsumo sin excedentes, unos 72,36 MWh se perderían al no consumirse directamente. Sería motivo de otro estudio la viabilidad económica del aprovechamiento de ese excedente para otros usos como calentamiento de agua o almacenamiento para su uso en horario nocturno.

Tabla 2 Autoconsumo eléctrico.

	Energía neta kWh	Demanda energética total kWh	Energía autoconsumida kWh	% Generación	Energía no aprovechada kWh	% Generación	Energía comprada a la red kWh	% Demanda
Octubre	23.448,35	45.439,20	17.736,01	75,6%	5.712,34	24,4%	27.703,19	61,0%
Noviembre	18.684,99	45.582,45	15.601,33	83,5%	3.083,66	16,5%	29.981,12	65,8%
Diciembre	18.025,64	42.191,69	14.472,09	80,3%	3.553,55	19,7%	27.719,60	65,7%
Enero	19.551,75	40.601,99	14.904,92	76,2%	4.646,83	23,8%	25.697,07	63,3%
Febrero	19.325,99	39.029,00	14.733,94	76,2%	4.592,05	23,8%	24.295,06	62,2%
Marzo	25.606,17	41.318,73	17.279,89	67,5%	8.326,28	32,5%	24.038,84	58,2%
Abril	28.000,25	39.701,00	17.260,58	61,6%	10.739,67	38,4%	22.440,42	56,5%
Mayo	31.347,85	50.864,58	22.778,41	72,7%	8.569,45	27,3%	28.086,17	55,2%
Junio	31.305,08	59.322,00	25.864,68	82,6%	5.440,40	17,4%	33.457,32	56,4%
Julio	34.074,84	59.322,00	26.317,83	77,2%	7.757,01	22,8%	33.004,17	55,6%
Agosto	30.759,93	59.322,00	24.667,85	80,2%	6.092,07	19,8%	34.654,15	58,4%
Septiembre	26.541,53	59.322,00	22.695,88	85,5%	3.845,65	14,5%	36.626,12	61,7%
	306.672,38	582.016,64	234.313,40	76,4%	72.358,97		347.703,23	59,7%

En consecuencia, se comprará a la compañía comercializadora el resto de la demanda energética, aproximadamente el 60% del consumo energético del supermercado.

## 2.12 Descripción de la instalación fotovoltaica

### **PLANTA DE GENERACIÓN 234 kW<sub>p</sub>**

La instalación dispondrá un campo fotovoltaico de 234 kW<sub>p</sub>, formado por 520 módulos JA Solar 450PR monocristalinos con células PERC de alta eficiencia o similar, de 450 W<sub>p</sub> de potencia pico. La instalación estará formada por dos inversores fotovoltaicos de 100 kW de potencia nominal total en alterna, los módulos se conectarán con la siguiente configuración:

#### **Generador fotovoltaico 1: 100 kW**

1 inversor SUN2000-100KTL-M1 o similar, que convierte la energía generada por 260 módulos de 450 W<sub>p</sub>, conectados de la siguiente manera:

- a) 2 entradas (de 13 módulos cada una conectados en serie) se conectarán en paralelo a las entradas A (PV1, PV3... PV19) y B (PV2, PV4... PV20), una serie a cada entrada, de los seguidores de máxima potencia (MPPT) del 1 al 10.

#### **Generador fotovoltaico 2: 100 kW**

1 inversor SUN2000-100KTL-M1 o similar, que convierte la energía generada por 260 módulos de 450 W<sub>p</sub>, conectados de la siguiente manera:

- a) 2 entradas (de 13 módulos cada una conectados en serie) se conectarán en paralelo a las entradas A (PV1, PV3... PV19) y B (PV2, PV4... PV20), una serie a cada entrada, de los seguidores de máxima potencia (MPPT) del 1 al 10.

Tabla 3 Resumen de la instalación fotovoltaica.

<b>RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	
<b>Potencia Total de Captación</b>	<b>234 kW<sub>p</sub></b>
<b>Nº Total de módulos</b>	<b>520 uds</b>
Generador 1: Inversor SUN2000-100KTL-M1 Nº total de módulos inversor 1	100 kW 260 uds
Inversor 1: MPPT1 Nº de módulos en serie entrada PV1 Nº de módulos en serie entrada PV2	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT2 Nº de módulos en serie entrada PV3 Nº de módulos en serie entrada PV4	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT3 Nº de módulos en serie entrada PV5 Nº de módulos en serie entrada PV6	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT4 Nº de módulos en serie entrada PV7 Nº de módulos en serie entrada PV8	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT5 Nº de módulos en serie entrada PV9 Nº de módulos en serie entrada PV10	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT6 Nº de módulos en serie entrada PV11 Nº de módulos en serie entrada PV12	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT7 Nº de módulos en serie entrada PV13 Nº de módulos en serie entrada PV14	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT8 Nº de módulos en serie entrada PV15 Nº de módulos en serie entrada PV16	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT9 Nº de módulos en serie entrada PV17 Nº de módulos en serie entrada PV18	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 1: MPPT10 Nº de módulos en serie entrada PV19 Nº de módulos en serie entrada PV20	26 uds 13 uds 13 uds
Generador 2: Inversor SUN2000-100KTL-M1 Nº total de módulos inversor 2	100 kW 260 uds
Inversor 2: MPPT1 Nº de módulos en serie entrada PV1 Nº de módulos en serie entrada PV2	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 2: MPPT2 Nº de módulos en serie entrada PV3 Nº de módulos en serie entrada PV4	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 2: MPPT3 Nº de módulos en serie entrada PV5 Nº de módulos en serie entrada PV6	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 2: MPPT4 Nº de módulos en serie entrada PV7 Nº de módulos en serie entrada PV8	26 uds 13 uds 13 uds
Inversor 2: MPPT5 Nº de módulos en serie entrada PV9 Nº de módulos en serie entrada PV10	26 uds 13 uds 13 uds



Inversor 2: MPPT6	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV11	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV12	13 uds
Inversor 2: MPPT7	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV13	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV14	13 uds
Inversor 2: MPPT8	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV15	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV16	13 uds
Inversor 2: MPPT9	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV17	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV18	13 uds
Inversor 2: MPPT10	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV19	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV20	13 uds

## **CANALIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

La red de distribución de continua discurrirá por la cubierta del edificio desde los paneles hasta el inversor. Los cables estarán colocados bajo tubo o canal sobre el suelo y adosado sobre el pretil de estos, sujetos mediante abrazaderas, lo que permitirá una mayor disipación de calor.

Los conductores serán unipolares de doble aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y caucho de etileno-propileno (EPR), que son materiales poliméricos termostables adecuados para soportar la acción de la intemperie, de acuerdo con la norma UNE 21123.

La red de distribución de alterna discurrirá desde los inversores hasta el cuadro eléctrico fotovoltaico que se instalará en el cuarto eléctrico del supermercado. Los conductores bajarán desde la cubierta o pared, instalados bajo tubo, hasta el cuarto eléctrico.

## **MONITORIZACIÓN Y CONTROL**

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización remota. La monitorización se realiza a través de un ordenador o smartphone, con conexión a internet, a través del software FusionSolar. A través de la aplicación y mediante la comunicación basada en ethernet se puede configurar el sistema antivertido de inyección 0, controlar los niveles de producción energética (voltaje, frecuencia, intensidad...), etc. Se produce una transferencia continua de datos entre los inversores y el SmartLogger, además de una monitorización, control y regulación fiable de la instalación.

El SmartLogger, junto con los inversores, constituye la unidad central de comunicación para monitorizar, registrar datos y controlar la planta fotovoltaica. El SmartLogger es la unidad de comunicación central de la planta y lee los datos de los equipos de ésta en todo momento. Acto seguido, pone a disposición estos datos de la planta a través de la interfaz de usuario de la aplicación web, desde donde se pueden evaluar y gestionar a voluntad.

Se combinará con un Power Meter DTSU666-H, que se encarga de monitorizar el flujo de corriente de la Línea General de Alimentación del supermercado. Este dispositivo se encarga a su vez de limitar la inyección de corriente a la red, de manera que cuando la

---

energía demandada por el supermercado es inferior a la energía generada por la instalación, se limita la potencia de salida de los inversores para que no se vierta electricidad a la red. Esta configuración es una de las dos posibles consideradas en el Anexo I de la ITC-BT-40.

Dispone de interfaces analógica y digital integradas para los sensores (estación meteorológica que cuenta con sondas de temperatura ambiente, temperatura de los módulos y piranómetros para la medida de la radiación solar, etc.), así como ajustes predeterminados para las potencias activa y reactiva. Esto permite:

- La regulación para sistemas con autoconsumo a fin de suprimir la potencia inyectada en el punto de conexión a red.
- La regulación automática de la potencia de salida del inversor en función de la potencia inyectada en el punto de conexión a la red.
- Medir la potencia activa en el punto de conexión.
- La limitación de la potencia inyectada en el punto de conexión a la red del 0% a 99%.

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

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Voltaje y corriente AC de la línea general de alimentación.
- Energía autoconsumida.
- Temperatura ambiente.
- Potencia reactiva de salida del inversor.
- Potencia y energía generada en alterna.

El SmartLogger permite la monitorización y el mantenimiento a distancia a través de la interfaz de usuario de FusionSolar. Además de recoger todas las incidencias y avisos detectados por los inversores y reaccionar en base a los parámetros de seguridad configurados.

Para la conexión entre los inversores y el SmartLogger se usará cableado RS485, al igual que la conexión entre el Power Meter y el SmartLogger. La conexión de red se lleva a cabo mediante RJ45, que es la tecnología más extendida en redes de Ethernet.

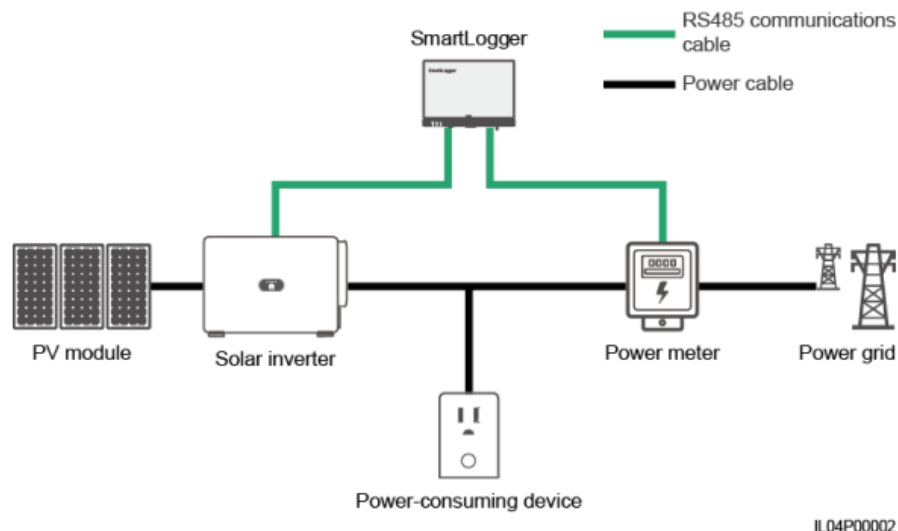


Figura 7 Esquema de conexiones red SmartLogger.

## **LA ESTRUCTURA SOPORTE**

Los módulos fotovoltaicos irán fijados a una estructura soporte de aluminio coplanaria a la cubierta de la nave. En el mercado hay estructuras prefabricadas especialmente diseñadas para facilitar el montaje de los módulos fotovoltaicos como se muestra en la Figura 8.

El sistema seleccionado utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación centrales y laterales y suelen montarse perpendicularmente, pero también es posible la disposición horizontal.

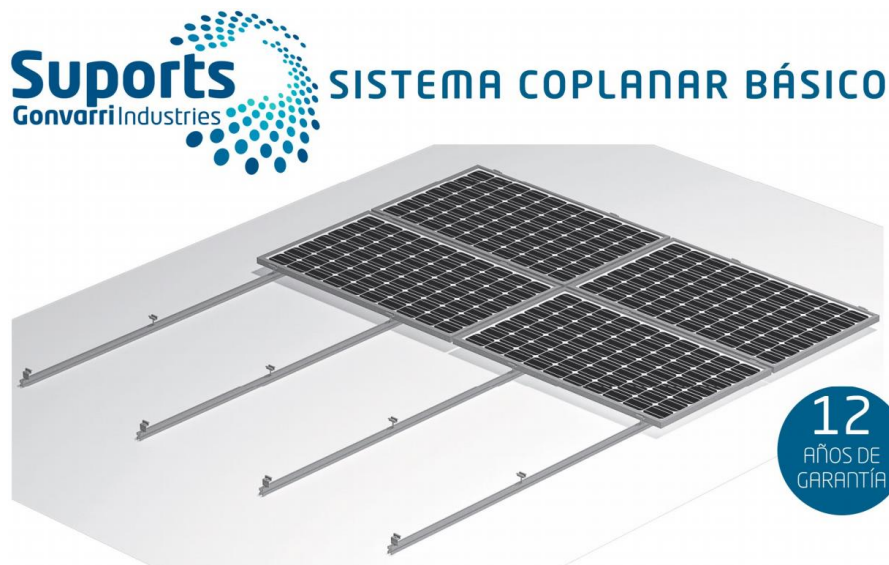


Figura 8 Estructura coplanaria comercial.

Se pueden seleccionar distintos tipos de anclajes en función de la cubierta sobre la que irán colocados los módulos. En este caso, al tratarse de panel sándwich, se colocarán unos anclajes autotaladrantes.

### 2.13 Plan de obra

Se estima un plazo de ejecución de 2 meses desde la realización del pedido de material. A continuación, se desglosa el plan de obra mediante un diagrama de Gantt:

TAREAS		mes 1																				mes 2												
		semana 1					semana 2					semana 3					semana 4					semana 5												
		L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D					
1	Acopio material, transporte	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							■	■													
2	Adecuación de la cubierta													■	■																			
3	Montaje Estructuras																																	
4	Confección de cuadros																																	
5	Colocación de módulos																																	
6	Instalación cableado CC																																	
7	Instalación cableado CA																																	
8	Instalación Cuadros, inversores.																																	
9	Instalación CE y conexión																																	
10	Limpieza final de obra																																	

TAREAS		mes 2																								
		semana 6						semana 7						semana 8						sem. 9						
		L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	
1	Acopio material, transporte						■	■						■	■						■	■				
2	Adecuación de la cubierta						■	■						■	■						■	■				
3	Montaje Estructuras						■	■						■	■						■	■				
4	Confección de cuadros						■	■						■	■						■	■				
5	Colocación de módulos	■	■	■	■	■	■	■						■	■						■	■				
6	Instalación cableado CC	■	■	■	■	■	■	■	■	■					■	■						■	■			
7	Instalación cableado CA						■	■			■	■	■	■	■						■	■				
8	Instalación Cuadros, inversores.						■	■						■	■	■	■				■	■				
9	Instalación CE y conexión						■	■						■	■			■	■	■	■	■				
10	Limpieza final de obra						■	■						■	■						■	■	■	■	■	

---

## 2.14 Presupuesto de ejecución material

La siguiente tabla muestra el Presupuesto de Ejecución Material:

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	
CAPITULO 1: ESTRUCTURA FIJACIÓN PANELES	10.160,52 €
CAPITULO 2: INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y RED DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL	19.233,96 €
CAPITULO 3: INSTALACIONES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	79.315,60 €
CAPITULO 4: SEGURIDAD Y SALUD	4.283,68 €
CAPITULO 5: GESTIÓN DE RESIDUOS	150,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>113.143,76 €</b>

El Presupuesto de Ejecución Material del presente proyecto asciende a la cantidad de ciento trece mil ciento cuarenta y tres con setenta y seis euros (113.143,76 €).

## 2.15 Tramitación administrativa

### Comunidad Autónoma

Durante la tramitación administrativa de las instalaciones en autoconsumo, existen trámites que deben realizarse a través de la comunidad autónoma en la que se ubique la instalación.

En la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, la tramitación se realiza de manera telemática obligatoria excepto para las personas físicas, que la pueden tramitar presencialmente.

Para el caso de la modalidad **C2.S Sección primera. Suministro con autoconsumo SIN EXCEDENTES** realizando la conexión en Baja tensión, se debe tramitar el procedimiento 0019 (Inscripción en el Registro de Instalaciones de Baja tensión y Registro Administrativo de Autoconsumo) de la Guía de procedimientos y servicios de la CARM. (<https://sede.carm.es/web/pagina?IDCONTENIDO=19&IDTIPO=240>)

Para llevar a cabo el procedimiento 0019, hay que disponer de la siguiente documentación:

- Certificado de instalación eléctrica de baja tensión.
- Declaración responsable para inscripción de instalación eléctrica de baja tensión. Procedimiento 0019.
- Pago de tasa.

Estos trámites se realizan una vez se ha terminado la instalación y previamente a la puesta en marcha de la misma. Cuando se ha procedido con el trámite ya es posible la conexión de la planta, ya que por Declaración Responsable no es necesario esperar una respuesta por parte de la administración.

---

## Ayuntamiento

En cuanto a la tramitación local, para el Ayuntamiento de Mazarrón hay que solicitar una licencia de obras para poder efectuar la instalación. Para ello, hay que redactar un Proyecto que incluya, al menos, la siguiente información:

- Memoria Descriptiva
- Memoria Constructiva
- Cálculos Justificativos
- Estudio de Gestión de residuos
- Ficha urbanística
- Pliego de Condiciones
- Estudio Básico de seguridad y salud
- Planos
- Presupuesto de ejecución material

Dicho proyecto debe estar firmado por un técnico competente, que dada la magnitud de la instalación debe ser un Ingeniero Técnico Industrial de especialidad Eléctrica o un Ingeniero Industrial, y visado por el correspondiente Colegio Oficial.

Además del proyecto, hay que presentar:

- Nombramiento de Coordinador de seguridad y salud
- Nombramiento de Director de obra/instalación
- Inicio de obras
- Pago de tasa por tramitación de expediente
- Pago del ICIO

Una vez recibida la aprobación por parte del Ayuntamiento, con un plazo de resolución de un mes, se podrá proceder al comienzo de las obras.

Al comienzo, el Coordinador de seguridad y salud deberá presentar un “Acta de supervisión del Documento de Gestión Preventiva de obra”. Con ese documento asegura que se están siguiendo las medidas establecidas en la Gestión Preventiva.

Una vez finalizada la instalación se deberán presentar los siguientes documentos:

- Finalización de trabajos de coordinación de seguridad y salud.
- Acta de recepción, conformidad y entrega de documentación.

Todos los documentos deben ir firmados por el técnico competente que corresponda y visados por el Colegio Oficial.

## 2.16 Conclusión

En esta memoria se ha descrito las características generales de la instalación fotovoltaica para autoconsumo diseñada para un supermercado situado en Puerto de Mazarrón. Se trata de un autoconsumo sin excedentes que cumple con lo dispuesto con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RE-BT) así como con las normas, ordenanzas y medidas de seguridad que le son de aplicación. También se ha detallado la tramitación administrativa necesaria para su correcta ejecución y legalización.

El plazo de ejecución para este proyecto es de 2 meses y el presupuesto de ejecución es de 113.143,76 €. Con todo lo expuesto en esta memoria y sus anexos se da por descrita la instalación proyectada.

---

## 3 ANEXOS

### 3.1 Análisis del consumo energético

#### 3.1.1 Datos generales

El análisis de la energía consumida por el supermercado se ha realizado a partir de las facturas mensuales de energía eléctrica de la compañía suministradora y lecturas del contador de telegestión. El período de consumo considerado es el comprendido entre el 1 de octubre de 2019 y el 30 de septiembre de 2020, para el que se ha tenido que estimar el consumo de los tres últimos meses debido a la falta de datos.

#### **Datos de Potencia y Energía**

**Tarifa de acceso 3.1A:** tarifa específica de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.

**Potencias contratadas:** P1 = 125 kW      P2 = 125 kW      P3 = 188 kW

**El consumo energético anual:** 582.017 kWh.

**El consumo medio mensual:** 48.501 kWh.

#### 3.1.2 Datos de potencia

La Tabla 4 muestra las lecturas del maxímetro de la instalación en el período comprendido desde el 1 de octubre de 2019, hasta el 30 de septiembre de 2020.

*Tabla 4 Demanda máxima de potencia.*

Mes	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)
<b>Octubre</b>	119	115	90
<b>Noviembre</b>	112	123	110
<b>Diciembre</b>	97	96	99
<b>Enero</b>	91	93	88
<b>Febrero</b>	90	96	93
<b>Marzo</b>	98	110	98
<b>Abril</b>	105	111	104
<b>Mayo</b>	132	129	117
<b>Junio</b>	166	161	151
<b>Julio</b>	166	161	151
<b>Agosto</b>	166	161	151
<b>Septiembre</b>	166	161	151

La instalación registró una potencia máxima instantánea de 166 kW durante el período considerado.



### 3.1.3 Coste del término de potencia

En la Tabla 5 se muestra el coste del término de potencia anual, desglosado mensualmente en los diferentes períodos tarifarios.

Tabla 5 Coste del término de potencia.

		P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P1	P2	P3	
Contratada		125	125	188	0,1623 €/kW·día	0,1001 €/kW·día	0,0230 €/kW·día	
Mes	Días	Facturada						Total
Octubre	31	119	115	159,8	598,81 €	356,86 €	113,71 €	<b>1.069,38 €</b>
Noviembre	30	112	123	159,8	545,41 €	369,37 €	110,04 €	<b>1.024,82 €</b>
Diciembre	31	106,25	106,25	159,8	534,65 €	329,70 €	113,71 €	<b>978,07 €</b>
Enero	31	106,25	106,25	159,8	534,65 €	329,70 €	113,71 €	<b>978,07 €</b>
Febrero	29	106,25	106,25	159,8	500,16 €	308,43 €	106,37 €	<b>914,96 €</b>
Marzo	31	106,25	110	159,8	534,65 €	341,34 €	113,71 €	<b>989,70 €</b>
Abril	30	106,25	111	159,8	517,40 €	333,33 €	110,04 €	<b>960,78 €</b>
Mayo	31	133,5	129	159,8	671,77 €	400,30 €	113,71 €	<b>1.185,78 €</b>
Junio	30	235,5	220,5	159,8	1.146,81 €	662,16 €	110,04 €	<b>1.919,01 €</b>
Julio	31	235,5	220,5	159,8	1.185,04 €	684,23 €	113,71 €	<b>1.982,98 €</b>
Agosto	31	235,5	220,5	159,8	1.185,04 €	684,23 €	113,71 €	<b>1.982,98 €</b>
Septiembre	30	235,5	220,5	159,8	1.146,81 €	662,16 €	110,04 €	<b>1.919,01 €</b>
	<b>366</b>				<b>9.101,21 €</b>	<b>5.461,83 €</b>	<b>1.342,51 €</b>	<b>15.905,54 €</b>

Como se puede observar, el coste del término de potencia durante el período considerado fue de 15.905,54 €.

#### 3.1.3.1 Optimización del término de potencia

Se puede conseguir un ahorro fijo en el término de potencia si se hace un estudio de potencias a partir de las lecturas registradas por el maxímetro. De esta manera, determina cuál sería la potencia óptima para cada período a través de un método iterativo. Dicho método consiste en ir variando las potencias contratadas en cada período hasta conseguir el mínimo coste final total.

Tras realizar el estudio, se concluye que las potencias óptimas a contratar son:

$$P1 = 153 \text{ kW} \quad P2 = 153 \text{ kW} \quad P3 = 153 \text{ kW}$$

Al tratarse de una tarifa 3.1A, se tiene que cumplir:  $P3 \geq P2 \geq P1$ .

Dada la dificultad existente para la ampliación de la potencia contratada por derechos de acceso, se decide mantener la potencia contratada más elevada actualmente por el cliente para no perder esos derechos, por tanto, las potencias quedan:

$$P1 = 153 \text{ kW} \quad P2 = 153 \text{ kW} \quad P3 = 188 \text{ kW}$$

Seleccionando estas potencias se puede conseguir un ahorro de 812,41 € anuales en este término. Con la inyección de potencia aportada por la planta solar fotovoltaica es posible conseguir un ahorro aún mayor. El ahorro extra es complicado de determinar, ya

que depende en gran medida de las condiciones climatológicas y del adecuado funcionamiento de la planta.

### 3.1.4 Consumo energético

La Tabla 6 muestra el consumo energético y su evolución mensual en el período comprendido desde el 1 de octubre de 2019 hasta el 30 de septiembre de 2020.

*Tabla 6 Consumo energético anual.*

Mes	Días	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	Total (kWh)
Octubre	31	8.772	17.444	19.223	<b>45.439</b>
Noviembre	30	8.560	17.840	19.183	<b>45.582</b>
Diciembre	31	7.999	16.772	17.420	<b>42.192</b>
Enero	31	8.408	16.845	15.349	<b>40.602</b>
Febrero	29	7.997	15.964	15.068	<b>39.029</b>
Marzo	31	9.060	16.950	15.308	<b>41.319</b>
Abril	30	8.151	18.042	13.508	<b>39.701</b>
Mayo	31	9.254	21.341	20.269	<b>50.865</b>
Junio	30	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
Julio	31	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
Agosto	31	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
Septiembre	30	12.181	26.430	20.711	<b>59.322</b>
	<b>366</b>	<b>116.925</b>	<b>246.920</b>	<b>218.172</b>	<b>582.017</b>

Como se puede observar en la Tabla 6, el consumo energético permanece prácticamente constante a lo largo de los meses con algo más de presencia los meses de verano.

- **El consumo energético anual = 582.017 kWh.**
- **El consumo medio mensual = 48.501 kWh.**

En toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> serían:

- **Emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> anuales = 192,21 tCO<sub>2</sub>.**
- **Emisiones medias equivalentes de CO<sub>2</sub> mensuales = 16,02 tCO<sub>2</sub>.**

### 3.1.5 Coste del término de energía

En la tabla 7 se muestra el coste del consumo de energía eléctrica anual desglosado mensualmente en los diferentes períodos tarifarios.

Tabla 7 Coste del término de energía.

	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	
Mes	0,1310 €/kWh	0,1216 €/kWh	0,0952 €/kWh	<b>Total</b>
Enero	1.148,78 €	2.120,97 €	1.829,68 €	<b>5.099,43 €</b>
Febrero	1.120,94 €	2.169,10 €	1.825,87 €	<b>5.115,91 €</b>
Marzo	1.047,55 €	2.039,26 €	1.658,12 €	<b>4.744,93 €</b>
Abril	1.101,14 €	2.048,11 €	1.460,93 €	<b>4.610,18 €</b>
Mayo	1.047,32 €	1.940,97 €	1.434,20 €	<b>4.422,48 €</b>
Junio	1.186,51 €	2.060,95 €	1.457,05 €	<b>4.704,51 €</b>
Julio	1.067,43 €	2.193,67 €	1.285,72 €	<b>4.546,82 €</b>
Agosto	1.211,93 €	2.594,81 €	1.929,25 €	<b>5.735,98 €</b>
Septiembre	1.595,13 €	3.213,59 €	1.971,31 €	<b>6.780,04 €</b>
Octubre	1.595,13 €	3.213,59 €	1.971,31 €	<b>6.780,04 €</b>
Noviembre	1.595,13 €	3.213,59 €	1.971,31 €	<b>6.780,04 €</b>
Diciembre	1.595,13 €	3.213,59 €	1.971,31 €	<b>6.780,04 €</b>
	<b>15.312,13 €</b>	<b>30.022,20 €</b>	<b>20.766,07 €</b>	<b>66.100,40 €</b>

Como se puede observar, el coste del término de energía durante el período considerado fue de 66.100,40 €.

El coste medio del kWh durante este período es de 0,1136 €/kWh.

### 3.1.6 Resumen

Para calcular la factura eléctrica anual habría que calcular el Impuesto Eléctrico (IE), sobre los términos de potencia y energía, el alquiler del contador y el IVA sobre el total.

$$IE = 5,1127\% \cdot (15.905,54 + 66.100,40) = 4.192,72 \text{ €}$$

$$\text{Alquiler del contador} = 366 \text{ días} \cdot (0,95082) = 348 \text{ €}$$

$$IVA = 21\% \cdot (15.905,54 + 66.100,40 + 4.192,72 + 348) = 18.174,80 \text{ €}$$

Por tanto, la factura eléctrica anual en el período considerado es de 104.721,46 €.

Se considera necesario emprender acciones que disminuyan los costes energéticos de la instalación y aumentar el grado de autoabastecimiento energético de esta aprovechando los recursos naturales.

## 3.2 Cálculo de la energía generada y autoconsumida

### 3.2.1 Potencial solar del emplazamiento

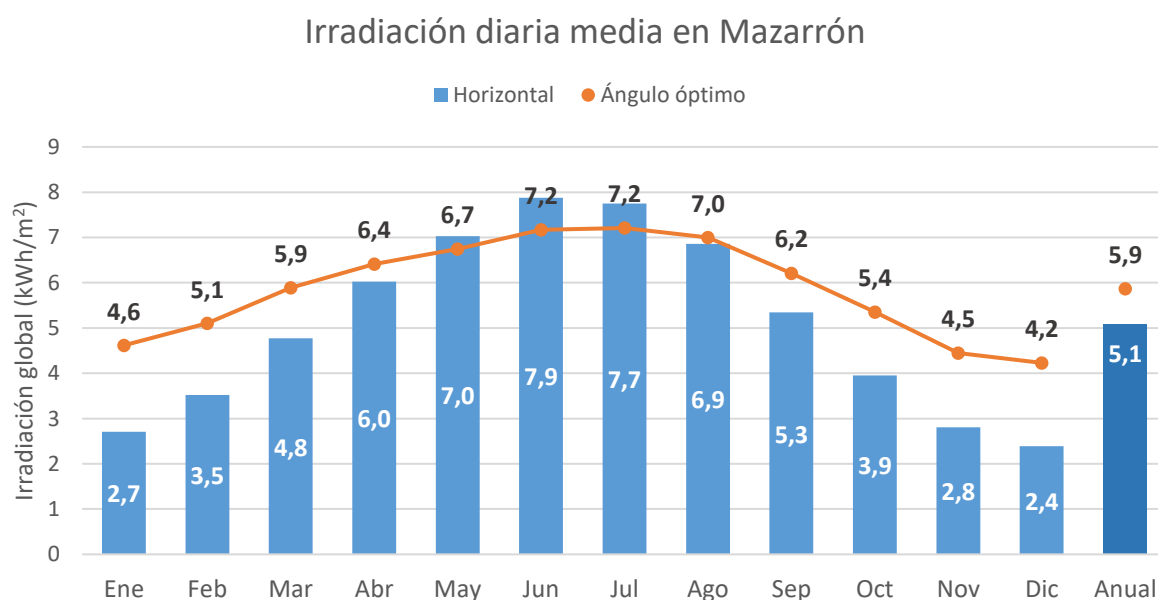
#### 3.2.1.1 Climatología

El clima de Mazarrón, al igual que en todo el litoral murciano, es el Mediterráneo Árido, denominado según la clasificación de Köppen-Geiger como Estepario Local (BSk). Sus precipitaciones son muy escasas, en torno a 287 mm anuales, rara vez superan los 300 mm y se concentran en los meses de otoño e invierno y en menor medida primavera. Sin embargo, pese a la escasez de precipitaciones, desde finales de septiembre hasta finales de octubre, rara vez en invierno y primavera, se produce el fenómeno meteorológico característico de la gota fría, durante el cual, formaciones tormentosas en altura pueden descargar grandes cantidades de lluvia en apenas unas horas, produciendo inundaciones y violentas escorrentías en las ramblas. La temperatura media anual oscila sobre los 17,9 °C.<sup>4</sup>

#### 3.2.1.2 Datos utilizados para el cálculo

Para estimar el potencial solar del emplazamiento, se han consultado los datos de radiación sobre plano horizontal y con inclinación óptima de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), herramienta provista por The European Commission's science and knowledge service.

La Figura 5 muestra la media mensual de la irradiación diaria media del período comprendido entre 2005-2016.



<sup>4</sup> <https://es.wikipedia.org/wiki/Mazarrón#Clima>

Los datos empleados para el cálculo que proporciona la Comisión Europea incluyen datos horarios sobre el año meteorológico, como pueden ser: temperatura, humedad relativa, radiación global sobre el plano horizontal por metro cuadrado de superficie, etc.

Los datos de radiación se determinan a partir de las imágenes de satélite. Primero se estima la afluencia de las nubes en la radiación solar. Las nubes tienden a reflejar la luz solar entrante para que llegue menos radiación a la superficie.

La reflectividad de las nubes se calcula mirando el mismo píxel de la imagen satélite a la misma hora todos los días del mes. Entonces, el método asume que el píxel más oscuro del mes es el que corresponde al cielo despejado (sin nubes). Para todos los demás días, la reflectividad de las nubes se calcula con relación al día con cielo despejado. Esto se hace durante todas las horas del día. De esta manera, se puede calcular un albedo de nube efectivo.

En un segundo paso, el método calcula la radiación solar en condiciones de cielo despejado (es decir, sin nubes) utilizando la teoría del transporte radiativo en la atmósfera junto con datos sobre la cantidad de aerosoles (polvo, partículas, etc.) que hay en la atmósfera y la concentración de vapor de agua y ozono, los cuales tienden a absorber radiación en longitudes de onda particulares. A continuación, se calcula la radiación total a partir del albedo de las nubes y la irradiancia de cielo despejado.

Los datos de satélite utilizados para las estimaciones de radiación solar provienen de los satélites METEOSAT que cubren Europa, África y la mayor parte de Asia. Según el tipo de satélite, las imágenes se capturan cada 15 o 30 minutos.

### 3.2.2 Diseño geométrico

#### 3.2.2.1 Introducción

El diseño geométrico determina la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos que comprenden la planta, la distancia entre filas de módulos y la distancia los obstáculos del cerramiento de la cubierta y el entorno. De forma que se sitúen las pérdidas por debajo de los límites estipulados por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE y en el código técnico de la edificación, como se muestra en la Tabla 8:

*Tabla 8 Límite de pérdidas establecidos por el CTE y el IDAE.*

	<b>Orientación e Inclinación (OI)</b>	<b>Sombras (S)</b>	<b>TOTAL (OI + S)</b>
<b>General</b>	10%	10%	15%
<b>Superposición</b>	20%	15%	30%
<b>Integración arquitectónica</b>	40%	20%	50%

*[Tabla I del Apartado 4.1.2.1 en el PCT del IDAE y \[Tabla 2.2 del apartado 2.2-4 en el DB-HE 5 del CTE\]\(#\)](#)*

---

### 3.2.2.2 Orientación e inclinación

El grado de orientación e inclinación de los módulos determina el aprovechamiento energético.

#### Coordenadas del emplazamiento:

Latitud = 37,571°    Longitud = -1,267°

#### Orientación:

El ángulo azimut,  $\alpha$  se define como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

La orientación de los módulos fotovoltaicos en cubierta es  $\alpha = 45^\circ$ . Una pequeña parte de los módulos tendrán una orientación opuesta  $\alpha = -135^\circ$ .

#### Inclinación:

La estructura soporte de los módulos es coplanaria a la cubierta de la nave, por lo que la inclinación viene determinada por la inclinación de esta, aproximadamente  $\beta = 25^\circ$ .

### 3.2.2.3 Cálculo de las pérdidas por orientación

Las pérdidas se calcularán a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

*para  $15^\circ < \beta < 90^\circ$*

Donde:

$\beta$ : Inclinación de los paneles ( $25^\circ$ )

$\phi$ : Latitud ( $37,571^\circ$ )

$\alpha$ : Azimut

Particularizando para los módulos en cubierta orientados a suroeste, las pérdidas por orientación son de un 7,17%, estas pérdidas se encuentran por debajo de los valores límites establecidos siendo así aceptables.

Particularizando para los módulos en cubierta orientados a noreste, las pérdidas por orientación son de un 63,87%, estas pérdidas se encuentran por encima de los valores límites establecidos.

Dado que las condiciones de la cubierta noreste no son tan favorables como las de la cubierta suroeste, se colocará la mayor cantidad de módulos sobre la cubierta más favorable, dejando el resto para la otra cubierta.

Las pérdidas por sombreado en este caso no son reseñables, dado que no hay elementos que proyecten sombra sobre la cubierta considerada y los paneles, al colocarse de forma coplanar, no proyectan sombra entre ellos.

### 3.2.3 Energía generada por la instalación

En función de la radiación y la curva característica o las gráficas del módulo fotovoltaico suministradas por el fabricante, es posible determinar la intensidad generada según los distintos valores de radiación.

Considerando que la instalación fotovoltaica estará formada por 520 módulos fotovoltaicos JA Solar 450PR monocristalinos con células PERC de alta eficiencia o similar, de 450 Wp cada uno, se calcula una producción energética anual de 331.114 kWh/año, es decir, un equivalente de 1.656 horas equivalentes de funcionamiento como se muestra en la Figura 10.

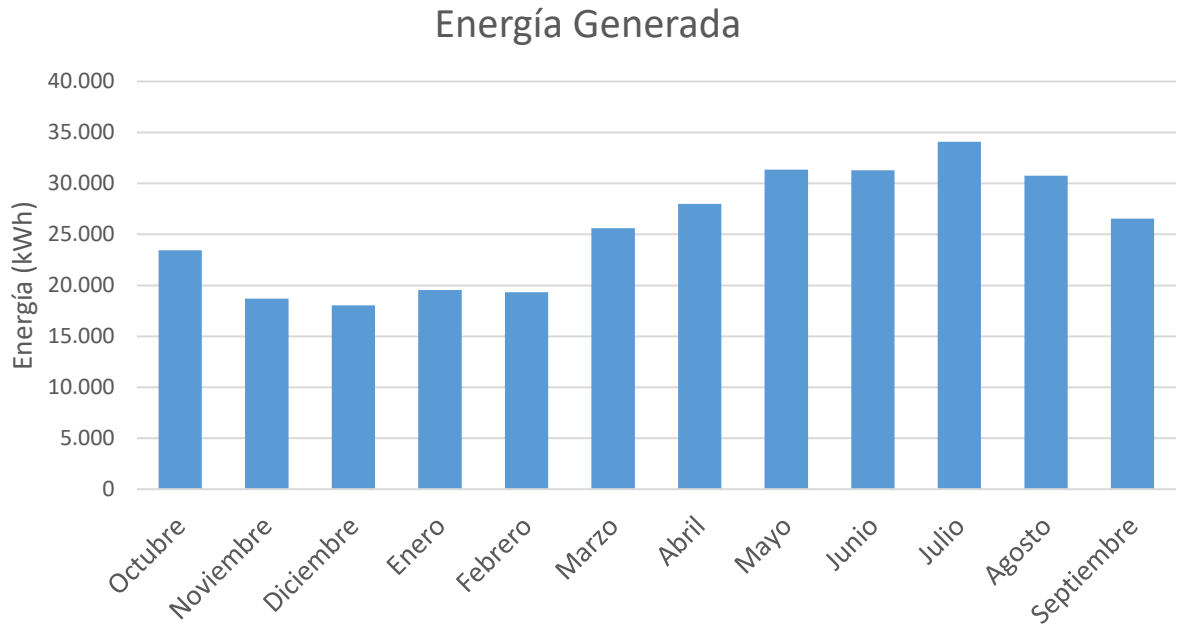


Figura 9 Energía Generada.

Estos datos se han obtenido a través de un software específico para el cálculo de instalaciones solares fotovoltaicas, *Solaris PV*, de la empresa ACCA Software. Este programa hace uso de las bases de datos de irradiación recopiladas por PVGIS. Para la determinación de los datos de producción se tienen en cuenta las pérdidas debidas al inversor, el cableado y las diferentes temperaturas a lo largo del año, entre otras.

### 3.2.4 Energía demandada prevista

A partir del perfil de consumo mostrado, se muestra a continuación el consumo energético previsto que se va a demandar a la red de distribución.

Tabla 9 Demanda energética prevista.

Mes	Días	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	Total (kWh)
Octubre	31	15	13.883	13.806	<b>27.703</b>
Noviembre	30	8.560	7.801	13.621	<b>29.981</b>
Diciembre	31	7.999	7.727	11.993	<b>27.720</b>
Enero	31	8.408	6.539	10.749	<b>25.697</b>
Febrero	29	7.997	6.085	10.212	<b>24.295</b>
Marzo	31	8.989	5.617	9.433	<b>24.039</b>
Abril	30	-	13.410	9.031	<b>22.440</b>
Mayo	31	-	16.210	11.876	<b>28.086</b>
Junio	30	64	20.244	13.150	<b>33.457</b>
Julio	31	-	20.011	12.993	<b>33.004</b>
Agosto	31	221	21.097	13.336	<b>34.654</b>
Septiembre	30	312	21.823	14.491	<b>36.626</b>
	<b>366</b>	<b>42.566</b>	<b>160.448</b>	<b>144.690</b>	<b>347.703</b>

Como se puede observar en la tabla anterior, hay meses en los que se anula la energía demandada en alguno de los períodos de facturación.

Otros datos energéticos que destacar serían:

- **El consumo energético anual** = 347.703 kWh.
- **El consumo medio mensual** = 28.975 kWh.

En toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> serían:

- **Emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> anuales** = 114,83 tCO<sub>2</sub>.
- **Emisiones medias equivalentes de CO<sub>2</sub> mensuales** = 9,57 tCO<sub>2</sub>.

Esto corresponde a un ahorro en consumo energético y, en consecuencia, una reducción de emisiones equivalentes del 40,3 % respecto a la situación actual.



### 3.2.5 Cálculo del grado de autoconsumo

El grado de autoconsumo de la instalación se ha calculado mediante el cruce de los valores horarios de las 8.760 horas anuales de la energía producida por la instalación fotovoltaica y la energía consumida.

La Tabla 2 muestra el resumen mensual de los valores de la energía producida, la autoconsumida, el excedente (energía no aprovechada) y la energía demandada a la red en los momentos donde la producción fotovoltaica no es suficiente para alimentar los consumos de la instalación.

Tabla 10 Autoconsumo eléctrico.

	Energía neta kWh	Demanda energética total kWh	Energía autoconsumida kWh	% Generación	Energía no aprovechada kWh	% Generación	Energía comprada a la red kWh	% Demanda
<b>Octubre</b>	23.448,35	45.439,20	17.736,01	75,6%	5.712,34	24,4%	27.703,19	61,0%
<b>Noviembre</b>	18.684,99	45.582,45	15.601,33	83,5%	3.083,66	16,5%	29.981,12	65,8%
<b>Diciembre</b>	18.025,64	42.191,69	14.472,09	80,3%	3.553,55	19,7%	27.719,60	65,7%
<b>Enero</b>	19.551,75	40.601,99	14.904,92	76,2%	4.646,83	23,8%	25.697,07	63,3%
<b>Febrero</b>	19.325,99	39.029,00	14.733,94	76,2%	4.592,05	23,8%	24.295,06	62,2%
<b>Marzo</b>	25.606,17	41.318,73	17.279,89	67,5%	8.326,28	32,5%	24.038,84	58,2%
<b>Abril</b>	28.000,25	39.701,00	17.260,58	61,6%	10.739,67	38,4%	22.440,42	56,5%
<b>Mayo</b>	31.347,85	50.864,58	22.778,41	72,7%	8.569,45	27,3%	28.086,17	55,2%
<b>Junio</b>	31.305,08	59.322,00	25.864,68	82,6%	5.440,40	17,4%	33.457,32	56,4%
<b>Julio</b>	34.074,84	59.322,00	26.317,83	77,2%	7.757,01	22,8%	33.004,17	55,6%
<b>Agosto</b>	30.759,93	59.322,00	24.667,85	80,2%	6.092,07	19,8%	34.654,15	58,4%
<b>Septiembre</b>	26.541,53	59.322,00	22.695,88	85,5%	3.845,65	14,5%	36.626,12	61,7%
	<b>306.672,38</b>	<b>582.016,64</b>	<b>234.313,40</b>	<b>76,4%</b>	<b>72.358,97</b>		<b>347.703,23</b>	<b>59,7%</b>

La producción energética anual de la instalación fotovoltaica es de 306,67 MWh.

El supermercado tiene un consumo anual de 582,02 MWh.

Debido a la simultaneidad necesaria entre generación y autoconsumo, no toda la energía generada podrá ser empleada en los consumos propios de las instalaciones del recinto. No obstante, el grado de autoconsumo estimado es elevado. Se autoconsumirá aproximadamente el 76% de la energía generada por la instalación fotovoltaica.

Debido a la modalidad seleccionada de instalación de autoconsumo sin excedentes, unos 72,36 MWh se perderían al no consumirse directamente. Sería motivo de otro estudio la viabilidad económica del aprovechamiento de ese excedente para otros usos como calentamiento de agua o almacenamiento para su uso en horario nocturno.

La siguiente tabla muestra el resumen mensual de los valores de la energía producida, la autoconsumida, el excedente (energía no aprovechada) y la energía comprada a la compañía comercializadora en los momentos donde la producción fotovoltaica no es suficiente para alimentar los consumos de la instalación.

En la Figura 11 se puede observar la demanda energética total prevista para cada hora del mes y la energía aprovechada de la instalación de autoconsumo que se dejaría de demandar de la red.

Los valores representados corresponden a la suma total, a cada hora del día, de la energía autoconsumida de la instalación y la energía demandada a la red en los distintos meses del año.

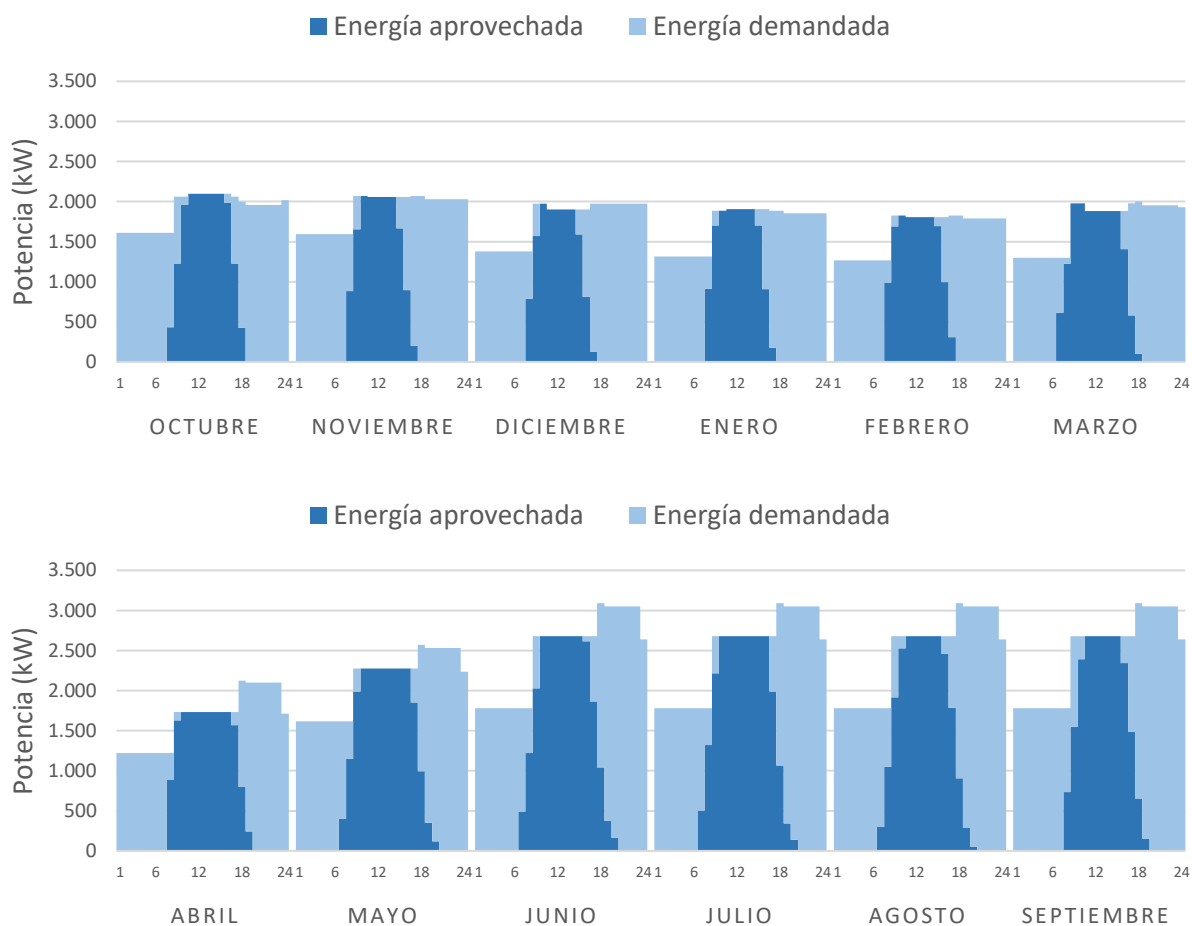


Figura 11. Balance energético.

---

### 3.3 Diseño de la instalación fotovoltaica

#### 3.3.1 Generalidades

Las investigaciones iniciales en el campo de la energía solar fotovoltaica se enfocaron al desarrollo de productos para aplicaciones espaciales. La primera utilización exitosa fue para la fabricación de satélites artificiales. La necesidad de producir electricidad en el espacio para alimentar estos equipos en órbita hizo que se desarrollasen las primeras aplicaciones fotovoltaicas.

Años más tarde, la crisis del petróleo y la expansión de la industria electrónica del silicio marcaron el inicio del interés por la energía fotovoltaica para aplicaciones terrestres.

Las celdas solares fueron comercializadas por primera vez en 1955, pero sólo a comienzos de los ochenta comenzaron a establecerse compañías fotovoltaicas. Fue en esta década, y concretamente en Estados Unidos, donde se establecieron los métodos y estándares de prueba y funcionamiento para los módulos fotovoltaicos. Estas actividades ayudaron a las compañías a reducir sus costos y mejorar su funcionamiento, eficiencia y fiabilidad.

Los sistemas fotovoltaicos, están formados esencialmente por los siguientes elementos:

- **Panel fotovoltaico:** encargado de captar y convertir la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua.
- **Un inversor:** adapta la corriente continua producida por el panel fotovoltaico a las características eléctricas necesarias requeridas por las cargas a alimentar.
- **Elementos de protección del circuito:** dispuestos entre los diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

#### 3.3.2 Instalación de generación fotovoltaica

##### 3.3.2.1 Descripción del módulo utilizado en proyecto

Los módulos fotovoltaicos JA SOLAR 72S20 450/PR han sido diseñados con materiales de última generación que les proporcionan robustez y unas excelentes cualidades de impermeabilidad y estanqueidad que avalan su larga vida, permitiendo el perfecto funcionamiento de los sistemas incluso en las condiciones climáticas más duras.

Están ensamblados con células PERC monocristalinas de alta eficiencia, la configuración media célula de los módulos ofrece las ventajas de una alta salida de potencia, mejor coeficiente de temperatura, reducido efecto de sombreado en la generación de energía, menor riesgo de puntos calientes, así como mejor resistencia a la carga mecánica.

Datos Generales

- |                                |         |
|--------------------------------|---------|
| • Potencia Máxima Nominal      | 450 W   |
| • Voltaje de Circuito Abierto  | 49,70 V |
| • Voltaje de Potencia Máxima   | 41,52 V |
| • Corriente de Cortocircuito   | 11,36 A |
| • Corriente de Potencia Máxima | 10,84 A |
| • Eficiencia                   | 20,2 %  |

En la Figura 12 se muestra las curvas características I-V y P-V.

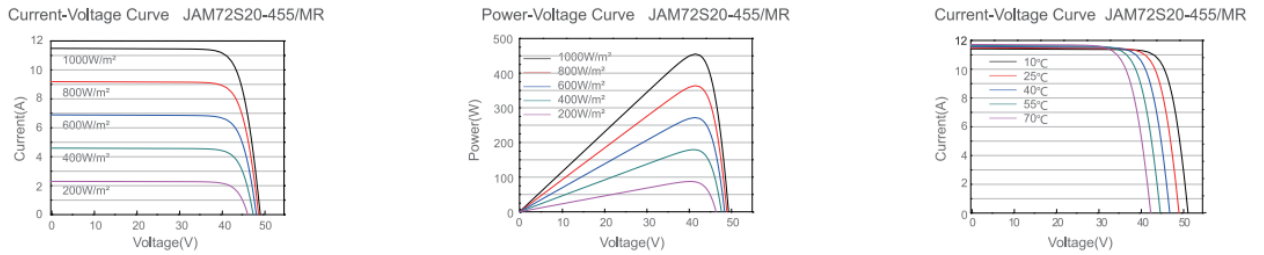


Figura 10 Curvas características del panel solar seleccionado.

### Características Físicas

- |   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Célula</li> <li>• Peso</li> <li>• Dimensiones</li> <li>• Sección Transversal de Cable</li> <li>• N° Células</li> <li>• Caja de Conexiones</li> <li>• Conector</li> </ul> | <p>Monocristalina</p> <p>25 kg</p> <p>2.120 x 1052 x 40 mm</p> <p>4 mm<sup>2</sup></p> <p>144 (6 x 24)</p> <p>IP68, 3 diodos</p> <p>Compatible MC4 (1.000V)</p> <p>QC 4,10 – 35 (1.500V)</p> |
|---|--|

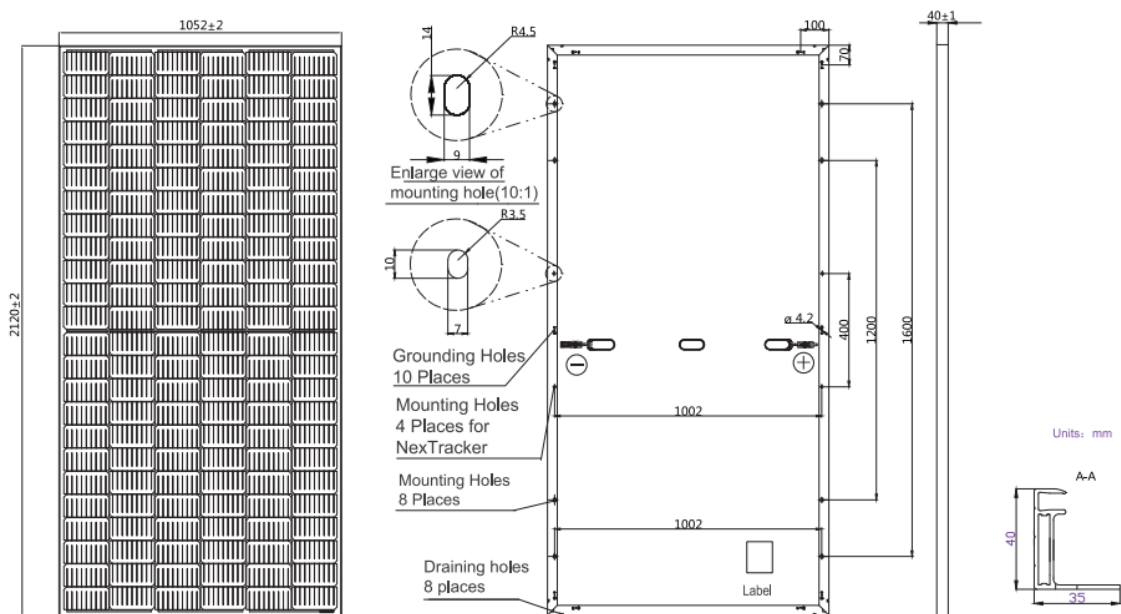


Figura 11 Planos del panel solar seleccionado.

Se ha seleccionado este módulo debido a su alta potencia y su ratio calidad-precio. Con estos criterios se persigue conseguir aprovechar al máximo la superficie disponible sin un elevado coste económico.

---

### 3.3.2.2 Descripción de la instalación fotovoltaica

Se ha diseñado una instalación fotovoltaica de 234 kWp (200 kW nominales). La instalación de los módulos se realizará sobre la cubierta de la nave con una estructura coplanar a la superficie.

Se han seguido los siguientes criterios de diseño para la configuración de los módulos:

- Condiciones de la cubierta: se han distribuido la mayor parte de los módulos sobre el lado de la cubierta que presenta mejores condiciones de funcionamiento.
- Integración arquitectónica: al disponer los módulos de forma coplanar sobre la cubierta, se integran con la estructura de la nave, de forma que no sobresalen de esta y aprovechan la inclinación natural ofrecida por la edificación.
- Rendimiento de la instalación: en el CTE-DB-HE 5 se establece que la potencia nominal del inversor debe ser, como mínimo, el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico. Además, se no sobrepasar el 90% de la potencia pico para cubrir ciertas pérdidas como pueden ser las pérdidas internas del inversor, épocas del año con menor radiación solar, funcionamiento del módulo solar en condiciones que no sean las óptimas establecidas por el fabricante, etc.
- A cada seguidor del punto PMP se deben conectar módulos idénticos, igualmente orientados y evitando sombreados parciales. En caso de producirse sombreado parcial en alguno de los módulos, se deberá hacer uso de equipos optimizadores para minimizar las pérdidas en la serie.
- La tensión del generador debe estar entre los límites y umbrales de funcionamiento proporcionados por el fabricante del inversor.

La instalación proyectada dispondrá de dos generadores fotovoltaicos de igual potencia.

### 3.3.2.3 Configuración de la instalación fotovoltaica

Orientación: La cubierta a dos aguas tiene un lado orientado hacia el Suroeste y otro lado orientado hacia el Noreste. Se distribuirán los módulos fotovoltaicos entre ambos lados de forma que se aproveche la máxima superficie disponible, empleando preferentemente el lado Suroeste ya que presenta una orientación mejor.

Inclinación: Al colocarse coplanarios a la cubierta, la inclinación de los módulos será la misma que la de la cubierta, aproximadamente 25°.

Configuración: Los módulos estarán colocados unos junto a otros abarcando el mayor porcentaje de superficie disponible.

#### *Número de módulos por ramal*

La tensión de circuito abierto del generador debe ser siempre menor que la tensión máxima de entrada en el inversor.

$$n_{max} = \frac{U_{max} (inversor)}{U_{oc}(panel)} = \frac{1100}{49,7} = 22 \text{ paneles}$$

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

$$n_{min} = \frac{U_{MPP} (inversor)}{U_{MPP}(panel)} = \frac{200}{41,52} = 5 \text{ paneles}$$

---

De modo que el número de paneles en serie conectados en cada entrada debe estar entre 5 y 22.

Como la potencia nominal del inversor debe estar entre un 80 - 90 % de la potencia pico del generador, se pueden determinar los paneles necesarios para ambos límites.

$$n_{80} = \frac{P_{nom} (inversor)}{P_p (panel) \cdot 80\%} = \frac{100.000}{450 \cdot 0,8} = 278 \text{ paneles}$$

$$n_{90} = \frac{P_{nom} (inversor)}{P_p (panel) \cdot 90\%} = \frac{100.000}{450 \cdot 0,9} = 246 \text{ paneles}$$

Es conveniente que los ramales conectados a un mismo MPPT tengan el mismo número de paneles en serie. Por este criterio y el aprovechamiento del máximo espacio disponible, además de los límites anteriormente establecidos, se seleccionan ramales de 13 paneles.

#### Distribución en parcela:

- Superficie cubierta de la nave: 1.908 m<sup>2</sup>
- Superficie de captación: 1.160 m<sup>2</sup> (520 módulos fotovoltaicos)

### **PLANTA DE GENERACIÓN 234 kW<sub>p</sub>**

La instalación dispondrá un campo fotovoltaico de 234 kW<sub>p</sub>, formado por 520 módulos JA Solar 450PR monocristalinos con células PERC de alta eficiencia o similar, de 450 W<sub>p</sub> de potencia pico.

Los módulos conectados en serie se repartirán de forma que haya el mismo número de módulos en cada entrada que comparta un seguidor de máxima potencia (MPPT), dado que al estar conectadas internamente en paralelo si no fueran iguales podría disminuir el rendimiento de la planta y generar problemas como puntos calientes o rotura de módulos por malfuncionamiento del generador.

La instalación estará formada por dos inversores fotovoltaicos de 100 kW de potencia nominal total en alterna, los módulos se conectarán con la siguiente configuración:

#### Generador fotovoltaico 1: 100 kW

1 inversor SUN2000-100KTL-M1 o similar, que convierte la energía generada por 260 módulos de 450 W<sub>p</sub>, conectados de la siguiente manera:

- a) 2 entradas (de 13 módulos cada una conectados en serie) se conectarán en paralelo a las entradas A (PV1, PV3... PV19) y B (PV2, PV4... PV20), una serie a cada entrada, de los seguidores de máxima potencia (MPPT) del 1 al 10.

#### Generador fotovoltaico 2: 100 kW

1 inversor SUN2000-100KTL-M1 o similar, que convierte la energía generada por 260 módulos de 450 W<sub>p</sub>, conectados de la siguiente manera:

- b) 2 entradas (de 13 módulos cada una conectados en serie) se conectarán en paralelo a las entradas A (PV1, PV3... PV19) y B (PV2, PV4... PV20), una serie a cada entrada, de los seguidores de máxima potencia (MPPT) del 1 al 10.

Tabla 11 Resumen de la instalación fotovoltaica.

<b>RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	
<b>Potencia Total de Captación</b>	<b>234 kW<sub>p</sub></b>
<b>Nº Total de módulos</b>	<b>520 uds</b>
Generador 1: Inversor SUN2000-100KTL-M1 Nº total de módulos inversor 1	100 kW 260 uds
Inversor 1: MPPT1	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV1	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV2	13 uds
Inversor 1: MPPT2	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV3	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV4	13 uds
Inversor 1: MPPT3	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV5	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV6	13 uds
Inversor 1: MPPT4	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV7	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV8	13 uds
Inversor 1: MPPT5	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV9	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV10	13 uds
Inversor 1: MPPT6	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV11	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV12	13 uds
Inversor 1: MPPT7	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV13	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV14	13 uds
Inversor 1: MPPT8	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV15	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV16	13 uds
Inversor 1: MPPT9	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV17	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV18	13 uds
Inversor 1: MPPT10	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV19	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV20	13 uds
Generador 2: Inversor SUN2000-100KTL-M1 Nº total de módulos inversor 2	100 kW 260 uds
Inversor 2: MPPT1	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV1	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV2	13 uds
Inversor 2: MPPT2	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV3	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV4	13 uds
Inversor 2: MPPT3	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV5	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV6	13 uds
Inversor 2: MPPT4	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV7	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV8	13 uds
Inversor 2: MPPT5	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV9	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV10	13 uds
Inversor 2: MPPT6	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV11	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV12	13 uds
Inversor 2: MPPT7	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV13	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV14	13 uds

Inversor 2: MPPT8	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV15	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV16	13 uds
Inversor 2: MPPT9	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV17	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV18	13 uds
Inversor 2: MPPT10	26 uds
Nº de módulos en serie entrada PV19	13 uds
Nº de módulos en serie entrada PV20	13 uds

### 3.3.3 Inversor CC/CA

El inversor CC/CA tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 ó 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del “corazón” del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son:

- **Control principal:**  
Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.
- **Etapas de potencia:**  
Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única (con la potencia del inversor) o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado en caso de fallo, de alguna de las etapas en paralelo. Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación.  
Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.
- **Seguidor del punto de máxima potencia:**  
Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.



### 3.3.3.1 Inversores utilizados en proyecto

Las características de funcionamiento que definen un ondulator de CC/CA son:

- Potencia Nominal.
- Tensión de Operación.
- Tensión Nominal de Entrada.
- Tensión Nominal de Salida.
- Eficiencia Máxima.

En el presente proyecto, los inversores elegidos son del fabricante HUAWEI del modelo SUN2000-100KTL-M1. Debido a su ratio calidad-precio y las prestaciones que ofrece, se considera una buena opción para este proyecto.

El inversor SUN2000-100KTL es un inversor fotovoltaico sin transformador con 10 seguidores del punto de máxima potencia que transforma la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna trifásica apta para la red.

Este inversor se caracteriza por ser el inversor ideal para plantas de gran tamaño. Gracias a su rendimiento del 98,8 %, no sólo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, *FusionSolar*, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día.

#### Características principales del SUN2000-100KTL-M1

##### Entrada CC

Tensión máxima de entrada	1.100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT	200 V – 1.000 V
Tensión nominal de entrada	720 V (480 V <sub>ac</sub> ) / 600 V (400 V <sub>ac</sub> ) / 570 V (380 V <sub>ac</sub> )
Cantidad de rastreadores MPP	20
Cantidad máxima de entradas por MPPT	10

##### Salida CA

Potencia activa	100.000 W
Máx. Potencia aparente de CA	110.000 VA
Máx. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110.000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120,3 A (480V) / 144,4 A (400V) / 152,0 A (380V)
Máx. Intensidad de salida	133,7 A (480V) / 160,4 A (400V) / 168,8 A (380V)
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

## **Datos generales**

Dimensiones (W x H x D)	1.035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25 °C / 60 °C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Máx. Altitud de operación	4.000 m
Humedad de operación relativa	0 – 100 %
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3,5 W

## **Conexión en corriente continua**

- Todos los módulos fotovoltaicos deben ser del mismo tipo.
- Todos los módulos fotovoltaicos conectados a una misma entrada deben tener la misma orientación e inclinación.
- En el día estadísticamente más frío, la tensión en vacío del generador fotovoltaico no debe ser superior a la tensión de entrada máxima del inversor.
- Debe respetarse la corriente de entrada máxima por string, que no debe superar la corriente de paso de los valores límite de la tensión y la corriente de entrada del inversor.
- Los cables de conexión positivos de los módulos fotovoltaicos deben estar equipados con conectores de enchufe de CC positivos.
- Los cables de conexión negativos de los módulos fotovoltaicos deben estar equipados con conectores de enchufe de CC negativos.

### 3.3.4 Monitorización

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización remota. La monitorización se realiza a través de un ordenador o smartphone, con conexión a internet, a través del software FusionSolar. A través de la aplicación y mediante la comunicación basada en ethernet se puede configurar el sistema antivertido de inyección 0, controlar los niveles de producción energética (voltaje, frecuencia, intensidad...), etc. Se produce una transferencia continua de datos entre los inversores y el SmartLogger, además de una monitorización, control y regulación fiable de la instalación.

El dispositivo encargado de gestionar la inyección cero a la red, es el Power Meter de Huawei trifásico (DTSU666-H). Se pasan los cables de las tres fases que provienen de la red a través de unas bobinas magnéticas que van conectadas al Power Meter, este a su vez se comunica con los inversores a través del SmartLogger, que funciona como cerebro de la instalación para coordinar todos los dispositivos y permite la monitorización del sistema. El Power Meter, mide continuamente el flujo de corriente de la red, de forma que cuando detecta que la demanda de la red es inferior a la producción fotovoltaica, limita la producción de los inversores para que esté siempre por debajo, de esta manera se asegura de que no se inyecta energía en la red.

---

### 3.3.5 Estructura

Los módulos fotovoltaicos irán fijados a una estructura soporte de aluminio coplanaria a la cubierta de la nave. En el mercado hay estructuras prefabricadas especialmente diseñadas para facilitar el montaje de los módulos fotovoltaicos.

El sistema seleccionado utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación centrales y laterales y suelen montarse perpendicularmente, pero también es posible la disposición horizontal.

Se pueden seleccionar distintos tipos de anclajes en función de la cubierta sobre la que irán colocados los módulos. En este caso, al tratarse de panel sándwich, se colocarán unos anclajes autotaladrantes.

Todos los elementos de unión de la estructura serán de acero inoxidable para asegurar la instalación. Dadas las condiciones de humedad presente en la localización seleccionada, se debe seleccionar un material que perdure y garantice la fijación de la estructura y los módulos.

### 3.3.6 RD Autoconsumo 244/2019

Según lo dispuesto en el Real Decreto, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

1. **Autoconsumo SIN excedentes:** Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema antivertido tal que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución.
2. **Autoconsumo CON excedentes:** Instalaciones que, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. A este grupo pertenecerán las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (tanto en red interior como las que utilicen la red de distribución o transporte).

Dentro de este grupo las instalaciones CON excedentes podrán ser:

- a. **Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN:** Instalaciones de autoconsumo CON excedentes, en los que productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes.

El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico.

Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Para ello es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- 
- 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. En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumidores auxiliares con una empresa comercializadora.
  - iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
  - v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

- b. **Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN:**  
Pertenece a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

La instalación por proyectar estará recogida dentro de la modalidad de Autoconsumo tipo 1 según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

**Autoconsumo tipo 1:**

- a) Modalidad de autoconsumo **sin excedentes**. Se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. Este sistema para evitar el vertido de energía a la red tiene que cumplir los requisitos y ensayos del nuevo Anexo I de la ITC-BT-40.
- b) Para este tipo de instalaciones no hay titular Productor. El titular de la instalación será el consumidor.
- c) El titular del punto de suministro será el consumidor, el cual también será el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red.
- d) No es necesaria la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.

---

## 3.4 Diseño de la instalación en baja tensión

### 3.4.1 Instalaciones en baja tensión en CC

#### 3.4.1.1 Generalidades

Los diferentes ramales de la instalación fotovoltaica se unirán en la caja de conexiones interna del inversor: circuito entre módulos fotovoltaicos y caja de conexiones del inversor.

Los cables seleccionados para ambos circuitos respetan la normativa vigente para este tipo de instalaciones, que es la siguiente:

- Reglamento de Baja Tensión en Instrucciones Técnicas Complementar, con especial hincapié en la I.T.C. 40 – Instalaciones generadoras de baja tensión.
- Reglamento Europeo de Productos de Construcción (UE) N°305/2011
- Norma UNE-20460-5-523 – Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.
- Se cumplirá el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE.

Los paneles estarán conectados en serie, formando ramales de 13 paneles en serie. Cada uno de los ramales estará conectado a una de las entradas que tienen los inversores seleccionados.

Cada inversor SUN2000-100KTL-M1 convierte la energía generada por 260 módulos fotovoltaicos de 450 W<sub>p</sub> cada uno.

La configuración de llegada al inversor es de 1 ramal de 13 módulos en serie por entrada. Hay un seguidor de máxima potencia (MPPT) por cada dos entradas.

#### 3.4.1.2 Canalización de la red de distribución

La red de distribución de CC discurrirá por la cubierta del edificio desde el generador hasta el inversor. Los cables estarán colocados bajo tubo o canal sobre el suelo y adosado sobre el pretil de los mismos sujetos mediante abrazaderas, lo que permitirá una mayor disipación de calor por lo que se proveerá por la seguridad.

La red de distribución de CA discurrirá desde los inversores hasta el cuadro eléctrico fotovoltaico que se instalará junto al CEGBT en el cuarto eléctrico existente.

#### 3.4.1.3 Elección del cable

En este apartado se elegirá el cableado desde cada ramal de paneles al seguidor MMP de cada inversor.

Se ha optado por un cable unipolar de doble aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y caucho de etileno-propileno (EPR), que son materiales poliméricos termostables adecuados para soportar la acción de la intemperie, de acuerdo con la norma UNE 21123. Cumplirá el reglamento de productos de la construcción (CPR) para cables

---

eléctricos de energía de baja tensión. La denominación será clase CPR mínima Cca-s1b, d1, a1.

En función de lo especificado en el PCT del IDAE el conductor será de doble aislamiento.

#### 3.4.1.4 Cálculo de la sección de los conductores

En este apartado se calculará el cableado desde cada ramal de paneles al seguidor MMP de cada inversor.

La determinación de la sección de los conductores se ha hecho en base a dos criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Caída de tensión.

##### 3.4.1.4.1 Intensidad máxima admisible

Considerando que cada inversor tiene 10 seguidores de máxima potencia, cada uno con dos entradas, con la siguiente configuración:

###### Inversor FV 1:

- Al cada seguidor acometen 2 cadenas de 13 módulos fotovoltaicos en serie cada una. Cada una de las cadenas en una entrada distinta para cada seguidor.

###### Inversor FV 2:

- Al cada seguidor acometen 2 cadenas de 13 módulos fotovoltaicos en serie cada una. Cada una de las cadenas en una entrada distinta para cada seguidor.

###### Intensidad de servicio que circula por cada Ramal:

Se tomará como intensidad de servicio la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico, que es la intensidad máxima correspondiente a cada panel. Al estar conectados en serie, la intensidad será la misma en todo el ramal.

$$I_{ser} = I_{cortocircuito} = 11,36 A$$

Los cables estarán colocados bajo tubo o canal sobre suelo y sujetos mediante abrazaderas, lo que permitirá una mayor disipación de calor por lo que se proveerá por la seguridad.

Para tener en cuenta los efectos de la radiación solar sobre el cable, se debe aplicar un factor de reducción de 0,82.

La comparación entre la intensidad circulante por cada tipo de conductor y la intensidad admisible de la sección elegida tras la aplicación del coeficiente corrector se muestra en la tabla del apartado siguiente, pudiéndose apreciar que se cumple con creces el criterio de intensidad máxima admisible.

##### 3.4.1.4.2 Caída de tensión

Para simplificar en los cálculos de las caídas de tensión en los tramos de conductor comprendidos entre los módulos y los inversores, se calculará únicamente la caída de tensión del conductor de mayor longitud, ya que es el caso más desfavorable.

La tensión de circuito abierto de cada panel es de 49,7 V, al estar conectados en serie 13 paneles, se tendrá la siguiente tensión en el circuito:

$$U_{\text{generador}} = 49,7 \cdot 13 = 646,1 \text{ V}$$

El cálculo de la caída de tensión en dichos tramos se calcula mediante la expresión:

$$U_{DC} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S}$$

Donde:

L: Longitud del conductor (m).

I: Intensidad (A).

K: Conductividad del conductor (cobre = 56 m/Ωmm<sup>2</sup>; aluminio = 35 m/Ωmm<sup>2</sup>).

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

Para el cálculo de la intensidad máxima se ha mayorado la intensidad en un 125% según la ITC-BT-40. Para los cálculos de caída de tensión no se ha mayorado la intensidad.

Se obtienen los siguientes resultados para cada inversor:

Tabla 13. Cálculo de caída de tensión.

Inversor 1.

CÁLCULOS RED INTERNA DE CORRIENTE CONTINUA. INVERSOR 1 - 100KW										
Línea	Tramo	Longitud máxima (m)	Nº paneles en paralelo	Int. Máxima (A)	Nº Conductores	Sección de Cable elegida (mm <sup>2</sup> )	Diámetro del tubo (mm)	Int. Admisible sin cof. Reductor (A)	Int. Admisible de la Sección (A)	Caída de tensión (%)
R1	Ramal - INV 1	84,83	1	14,2	1	6	20	45	36,9	0,888
<b>TENSIÓN RAMAL</b>						<b>646,1 V</b>	<b>CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA (%)</b>		<b>0,89%</b>	

Inversor 2.

CÁLCULOS RED INTERNA DE CORRIENTE CONTINUA. INVERSOR 2 - 100KW										
Línea	Tramo	Longitud máxima (m)	Nº paneles en paralelo	Int. Máxima (A)	Nº Conductores	Sección de Cable elegida (mm <sup>2</sup> )	Diámetro del tubo (mm)	Int. Admisible sin cof. Reductor (A)	Int. Admisible de la Sección (A)	Caída de tensión (%)
R2	Ramal - INV 2	53,69	1	14,2	1	6	20	45	36,9	0,562
<b>TENSIÓN RAMAL</b>						<b>646,1 V</b>	<b>CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA (%)</b>		<b>0,56%</b>	

Para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE y ITC-BT-40.

Se observa que los conductores cumplen con el criterio de máxima caída de tensión.

### 3.4.1.5 Protecciones de la línea

### 3.4.1.5.1 Cortocircuitos

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima operación nominal del mismo. El cortocircuito puede, sin embargo, ser perjudicial para el inversor.

Para las personas es peligrosa la realización / eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador, por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, lo que produce un elevado arco eléctrico, por la variación brusca en la corriente. Como medida de protección a las personas frente a este caso es, sin embargo, recomendable la conducción separada del positivo y del negativo. Así se evita la realización / eliminación accidental de un cortocircuito producido por daños en el aislamiento del cable.

### 3.4.1.5.2 Contactos directos e indirectos

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

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos y cables.
- Protección activa contra derivaciones, integrada en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones en la parte de corriente continua.
- Un interruptor diferencial instalado en el cuadro de baja tensión que protegerá la parte de corriente alterna.

### 3.4.1.5.3 Sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, el inversor incorpora protecciones contra sobretensiones transitorias.

## 3.4.2 Verificación del inversor utilizado

Las tensiones de trabajo de los inversores se han elegido para optimizar el rendimiento del equipo y, aunque se pueden fabricar por encargo con tensiones diferentes, se recomienda acercarse a las configuraciones recomendadas por el fabricante.

En las siguientes tablas se muestran dichos valores máximos del equipo y los valores de proyecto:

Tabla 14 Verificación del inversor.

Inversor SUN2000-100KTL-M1	Valor Nominal	Valor de Proyecto entrada A	Valor de Proyecto entrada B
Potencia máxima CC	112.200 W	5.850 W	5.850 W
Potencia Activa máxima	110.000 W		
Tensión de Operación	200 a 1.000 V	539,76 V	539,76 V
Tensión de Entrada mín.	200 V	200 V	200 V
Tensión de Entrada Máxima	1.100 V	646,1 V	646,1 V
Corriente máx de entrada (por MPPT)	26 A	11,36 A	11,36 A



---

Al conectar el mismo número de módulos en todas las entradas por igual y repetir el proceso con el segundo inversor, que cuenta con las mismas especificaciones, se pueden extrapolar los datos de las entradas A y B de un MPPT al resto.

### 3.4.3 Cumplimiento de la ITC-BT-40

La instalación se clasifica como tipo c; instalaciones generadoras interconectadas: aquellas que están normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública.

La potencia máxima de las centrales interconectadas a una Red de Distribución Pública estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

Los cables de conexión están dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

La red de tierras de la instalación conectada a la generación será independiente de cualquier otra red de tierras. Se considerará que las redes de tierra son independientes cuando el paso de la corriente máxima de defecto por una de ellas no provoca en las otras diferencias de tensión, respecto a la tierra de referencia, superiores a 50 V.

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.

Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la Red de Distribución Pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal.

### 3.4.4 Instalaciones de BT en CA

Tras los inversores se instalará una línea de baja tensión que conectará con el cuadro de Baja Tensión de la instalación fotovoltaica.

El conductor utilizado será de cobre unipolar 0,6/1 kV RZ1-K(AS), aislado con polietileno reticulado (XLPE) o similar, clase CPR mínima Cca-s1b, d1, a1.

Estos conductores están especialmente indicados para redes de distribución, acometidas, instalaciones enterradas, industriales, de alumbrado público y, por sus características térmicas y eléctricas, en aquellas instalaciones donde sean previsibles sobrecargas o cortocircuitos.

#### 3.4.4.1 Cálculo de la red de baja tensión

La determinación de la sección del conductor se ha hecho en base a los tres criterios siguientes:

- Intensidad máxima admisible en servicio permanente.
- Caída de tensión.
- Intensidad de cortocircuito.

#### 3.4.4.1.1 Intensidad máxima admisible en servicio permanente

La intensidad que circulará por cada tramo de conductor viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P_c}{V \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi}$$

$P_c$  Potencia por transportar (W).

$V$  400 V.

$\cos \varphi$  Factor de potencia (0,9).

Una vez obtenido el dato de la intensidad, mediante la tabla 1 de la ITC-BT-19 para ternas de cables unipolares y de cobre, se determinará la sección que debe tener el conductor, teniendo en cuenta que la intensidad nominal de éste deberá ser inferior a la intensidad máxima admisible para la sección en cuestión.

#### 3.4.4.1.2 Caída de tensión

Para calcular la sección mínima que garantiza una caída de tensión límite previamente establecida, se aplicará la siguiente fórmula simplificada:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot e(\%) \cdot V^2} \cdot 100$$

$L$  Longitud más desfavorable de la línea.

$P$  Potencia instalada.

$C$  Conductividad del cable. Cobre (56), Aluminio (35).

$S$  Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

$V$  Tensión fase-neutro (400 V).

O bien, si la sección viene dada en función de la resistividad del conductor, se aplicará la siguiente fórmula:

$$S = \frac{c \cdot \rho_\theta \cdot L \cdot P}{\Delta U_{III} \cdot U_{III}} \cdot 100$$

$L$  Longitud más desfavorable de la línea.

$P$  Potencia instalada.

$c$  Incremento de la resistencia en alterna ( $\approx 1,02$ ).

$\rho_\theta$  Resistividad del conductor a temperatura máxima prevista para el conductor ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ). Se determina mediante la siguiente expresión:

$\rho_\theta = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$  estos valores se obtienen de la siguiente tabla, según se trate de conductores de cobre o aluminio:

Material	$\rho_{20}$ ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )	$C_{20}$ ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )	( $^{\circ}\text{C}$ )
Cobre	0,0176	56	0,00392
Aluminio	0,0286	35 (20 $^{\circ}\text{C}$ )	0,00403

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

$\Delta U_{III}$  Caída de tensión máxima admisible en líneas trifásicas.

$U_{III}$  Tensión fase-neutro (400 V).

Si lo que se pretende es comprobar que la caída de tensión es admisible para una sección dada, se utilizará la siguiente expresión para calcular su valor en porcentaje:

$$e(\%) = \frac{L \cdot P}{C \cdot S \cdot V^2} \cdot 100$$

$L$  Longitud más desfavorable de la línea.

$P$  Potencia instalada.

$C$  Conductividad del cable. Cobre (56), Aluminio (35).

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

$V$  Tensión fase-neutro (400 V).

#### 3.4.4.2 Resultados de los cálculos

Para realizar el cálculo de la intensidad circulante por estos conductores se ha amentado en un 25% la intensidad circulante tal y como establece la ITC-BT-40. El resultado del dimensionado se adjunta a continuación:

Tabla 15. Cálculos de línea de conexión inversores con CE Fotovoltaica

CÁLCULOS LÍNEA CONEXIÓN INVERSORES - CUADRO ELÉCTRICO FV										
Línea	Tramo	Material conductor	Longitud máxima (m)	Potencia generada (W)	Int. Máxima (A)	Sección de Cable elegida ( $\text{mm}^2$ )	Diámetro mínimo del tubo (mm)	Int. Admisible de la Sección (A)	Caída de tensión (%)	Caída de tensión acumulada
L1	INV 1 - CE Unificado	Cu	5	100.000	200	70	63	220	0,080	
L2	INV 2 - CE Unificado	Cu	5	100.000	200	70	63	220	0,080	
L3	CE Unificado – CE Fotovoltaica	Cu	5	200.000	401	240	-	460	0,047	0,126
									<b>CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA (%)</b>	<b>0,13%</b>

La caída de tensión es inferior al 1,5% establecido como máximo.

Como se puede apreciar en las tablas, todas las secciones elegidas cumplen los criterios de diseño.

#### 3.4.4.3 Protecciones

La instalación estará protegida en cabecera mediante un interruptor diferencial y un interruptor magnetotérmico.

Adicionalmente, todas las líneas interiores de CA contarán con descargador de sobretensiones transitorias y permanentes, interruptores magnetotérmicos y diferenciales.

---

### 3.4.5 Monitorización

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización remota. La monitorización se realiza a través de un ordenador o smartphone, con conexión a internet, a través del software FusionSolar. A través de la aplicación y mediante la comunicación basada en ethernet se puede configurar el sistema antivertido de inyección 0, controlar los niveles de producción energética (voltaje, frecuencia, intensidad...), etc. Se produce una transferencia continua de datos entre los inversores y el SmartLogger, además de una monitorización, control y regulación fiable de la instalación.

El SmartLogger, junto con los inversores, constituye la unidad central de comunicación para monitorizar, registrar datos y controlar la planta fotovoltaica. El SmartLogger es la unidad de comunicación central de la planta y lee los datos de los equipos de ésta en todo momento. Acto seguido, pone a disposición estos datos de la planta a través de la interfaz de usuario de la aplicación web, desde donde se pueden evaluar y gestionar a voluntad.

Se combinará con un Power Meter DTSU666-H, que se encarga de monitorizar el flujo de corriente de la Línea General de Alimentación del supermercado. Este dispositivo se encarga a su vez de limitar la inyección de corriente a la red, de manera que cuando la energía demandada por el supermercado es inferior a la energía generada por la instalación, se limita la potencia de salida de los inversores para que no se vierta electricidad a la red. Esta configuración es una de las dos posibles consideradas en el Anexo I de la ITC-BT-40.

Dispone de interfaces analógica y digital integradas para los sensores (estación meteorológica que cuenta con sondas de temperatura ambiente, temperatura de los módulos y piranómetros para la medida de la radiación solar, etc.), así como ajustes predeterminados para las potencias activa y reactiva. Esto permite:

- La regulación para sistemas con autoconsumo a fin de suprimir la potencia inyectada en el punto de conexión a red.
- La regulación automática de la potencia de salida del inversor en función de la potencia inyectada en el punto de conexión a la red.
- Medir la potencia activa en el punto de conexión.
- La limitación de la potencia inyectada en el punto de conexión a la red del 0% a 99%.

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

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Voltaje y corriente AC de la línea general de alimentación.
- Energía autoconsumida.
- Temperatura ambiente.
- Potencia reactiva de salida del inversor.
- Potencia y energía generada en alterna.

El SmartLogger permite la monitorización y el mantenimiento a distancia a través de la interfaz de usuario de FusionSolar. Además de recoger todas las incidencias y avisos detectados por los inversores y reaccionar en base a los parámetros de seguridad configurados.

Para la conexión entre los inversores y el SmartLogger se usará cableado RS485, al igual que la conexión entre el Power Meter y el SmartLogger. La conexión de red se lleva a cabo mediante RJ45, que es la tecnología más extendida en redes de Ethernet.

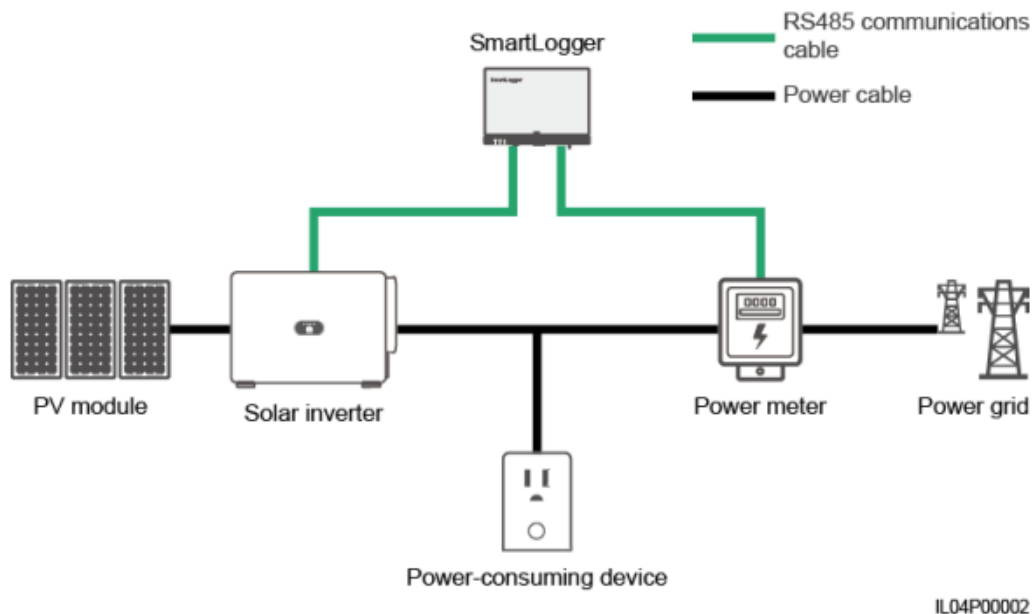


Figura 12 Esquema de conexiones con Smart Logger

### 3.4.6 Puesta a tierra

La estructura soporte, y con ella los módulos, se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas tal y como establece el PCT. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los diferenciales la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor).

La sección del conductor de protección será, como mínimo la misma que la del conductor de fase correspondiente.

La configuración eléctrica de la instalación será flotante en la parte de CC, es decir, con ambos polos del generador fotovoltaico aislados de tierra, garantizándose la protección frente a contactos indirectos mediante la utilización de cableado, cajas y conexiones de clase II y un vigilante de aislamiento que incorpora el inversor.

#### 3.4.6.1 Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica, se estima que el terreno tiene una resistividad media superficial de 80  $\Omega\text{m}$ .

---

### 3.4.6.2 Tomas de tierra

Para el dimensionado previo de las tomas de tierra de la instalación se utilizará la fórmula de la ITC-BT-18 para la estimación de la longitud de pica vertical enterrada. Se estima a priori una resistividad del terreno de unos 80  $\Omega\text{m}$ . Según este valor, se calcula la longitud del conductor enterrado para que la toma de tierra sea inferior a 13  $\Omega$ .

De esta manera:

$$R = \frac{\rho}{L} \rightarrow L = \frac{\rho}{R} = \frac{80}{13} = 7 \text{ m}$$

Se instalarán, por tanto, 4 picas de 2 metros de longitud enterradas o un número equivalente de picas de otra longitud para la instalación. Las picas se conectarán con un conductor desnudo de 35 mm<sup>2</sup>. Se podrá disminuir el número de picas siempre que se sustituya una pica por el doble de su longitud en conductor enterrado.

Será durante la ejecución de la instalación cuando se compruebe si este predimensionado es suficiente, adoptándose las medidas correctoras pertinentes que permitan la resistencia a tierra a los 13  $\Omega$  o menos.

## 4 ANÁLISIS ECONÓMICO

### 4.1 Presupuesto, ahorro y período de retorno de la inversión

RESUMEN	UDS	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	TOTALES
CAPITULO 01 ESTRUCTURA FIJACIÓN PANELES					
Sistema coplanar básico de aluminio	1	520	15,17	7.886,84	
Anclaje autotaladrante para panel sándwich	1	520	2,83	1.473,68	
Mano de obra para montaje de estructura	1	40	20,00	800,00	
					10.160,52
				<b>TOTAL C01</b>	<b>10.160,52</b>
CAPITULO 02 INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y RED DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL					
SUBCAPÍTULO 02-01 INSTALACIONES COMUNES					
Inversor Huawei 100KTL-M1 trifásico	1	2	5.558,63	11.117,26	
Cuadro eléctrico de conexión	1	1	3.000,00	3.000,00	
Toma de tierra	1	1	150,00	150,00	
Mano de obra para instalaciones eléctricas	1	32	20,00	640,00	
					14.907,26
SUBCAPÍTULO 02-02 INSTALACIONES DE CONEXIÓN					
Canalizaciones	1	1	800	800,00	
Cableado Alterna	1	30	4,58	137,40	
Cableado Continua	1	2000	0,754	1.508,00	
Mano de obra para cableado y canalización	1	48	20	960,00	
					3.405,40
SUBCAPÍTULO 02-03 INSTALACIÓN DE RED DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL					
Huawei contador inteligente DTSU666H 3-Ph	1	1	160,589	160,59	
Huawei SmartLogger 3000	1	1	504,712	504,71	
Rúter con conexión a internet	1	1	84	84,00	
Cable de red de categoría 6-UTP	1	1	12	12,00	
Mano de obra para configuración de red	1	8	20	160,00	
					921,30
				<b>TOTAL C02</b>	<b>19.233,96</b>
CAPITULO 03 INSTALACIONES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA					
Módulo fotovoltaico JA Solar 72S20 450/PR	1	520	147,53	76.715,60	
Mano de obra para colocación de paneles	1	520	5,00	2.600,00	
					79.315,60
				<b>TOTAL C03</b>	<b>79.315,60</b>
CAPITULO 04 SEGURIDAD Y SALUD					
Instalación de línea de vida	1	1	2.500,00	2.500,00	
Equipos de Protección Individual	1	12	148,64	1.783,68	
					4.283,68
				<b>TOTAL C04</b>	<b>4.283,68</b>
CAPITULO 05 GESTIÓN DE RESIDUOS					
Transporte de residuos a vertedero	1	1	150,00	150,00	
					150,00
				<b>TOTAL C05</b>	<b>150,00</b>

CAPÍTULO	RESUMEN	EUROS	%
01	ESTRUCTURA FIJACIÓN PANELES	10.160,52	8,98
02	INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y RED DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL	19.233,96	17,00
03	INSTALACIONES DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	79.315,60	70,10
04	SEGURIDAD Y SALUD	4.283,68	3,79
05	GESTIÓN DE RESIDUOS	150,00	0,13
	<b>TOTAL</b>	<b>113.143,76</b>	

En base al presupuesto establecido, los precios energéticos anteriormente comentados y la disminución de demanda eléctrica a la red, se puede determinar el ahorro económico conseguido con la instalación, así como el período de amortización de ésta.

El ahorro anual conseguido se representa en la siguiente gráfica:

#### Factura de luz anual

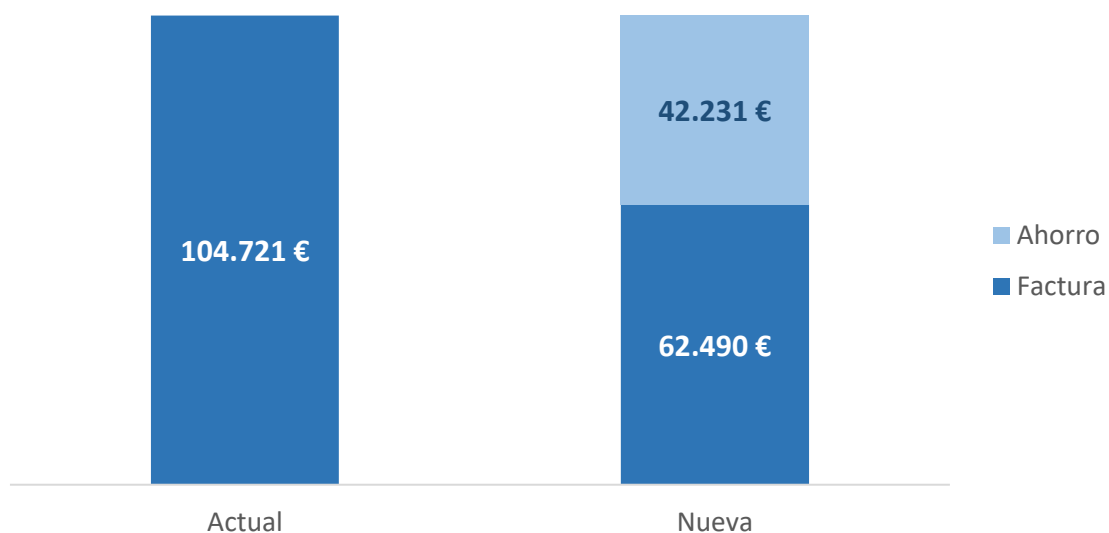


Figura 14 Factura de luz anual.

Para las previsiones de funcionamiento de la instalación a lo largo del tiempo hay que tener en cuenta el deterioro de los módulos, cuyos valores te da el fabricante en la ficha técnica del producto.

Además, hay que tener en cuenta que el precio de la electricidad varía cada año. Por lo que se ha observado en años anteriores, su precio sube cerca de un 2% anual.



El período de amortización sería de 2 años y 9 meses como se puede comprobar en la siguiente gráfica:

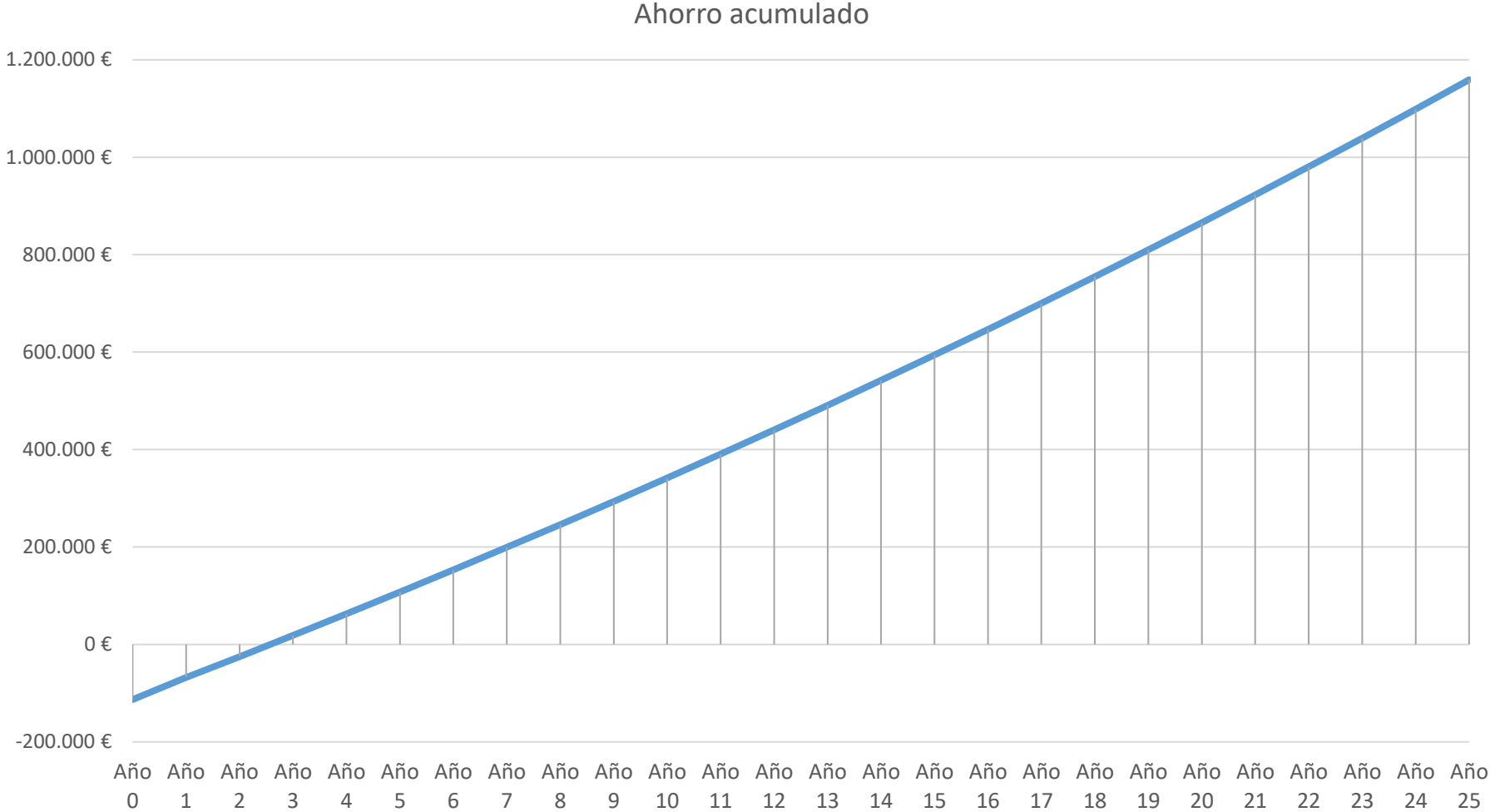


Figura 16. Curva de amortización.

---

## 5 PLANOS

5.1 Situación

5.2 Ubicación de instalaciones

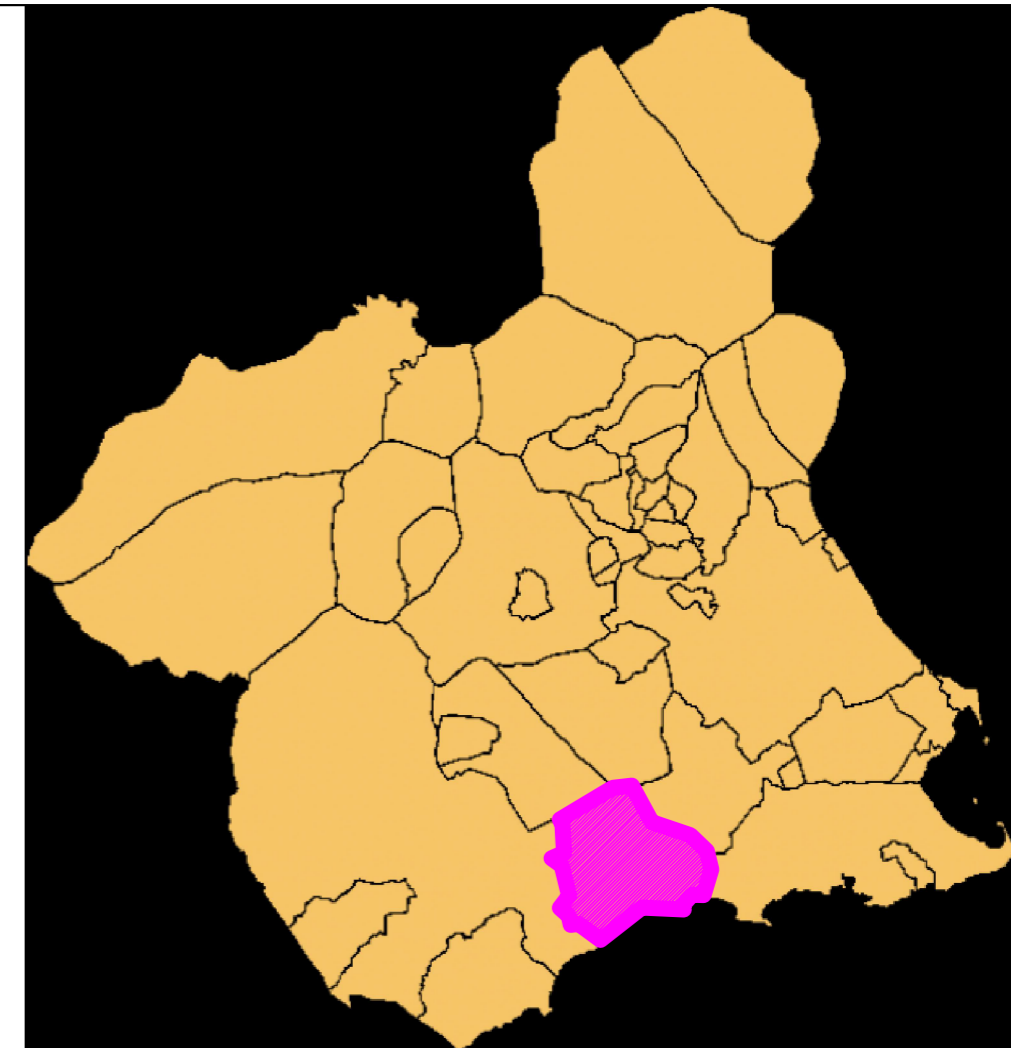
5.3 Descripción de instalaciones

5.4 Generador fotovoltaico

5.5 Esquema unifilar

5.6 Detalles de estructura soporte

FORO-CIUDAD.C

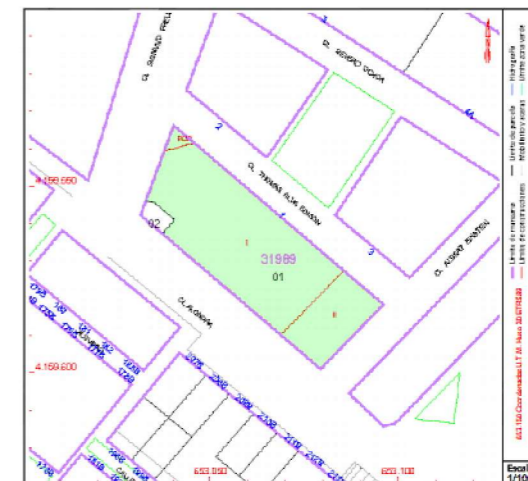


**CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE**

Referencia catastral: 3198901XG5539N0001KW

**PARCELA**

Superficie gráfica: 1.590 m<sup>2</sup>  
Participación del inmueble: 100,00 %  
Tipo: Parcela construida sin división horizontal



ALUMNO:

MIGUEL MARTÍNEZ ROYO

PROYECTO:

DISEÑO Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO



TÍTULO: SITUACIÓN

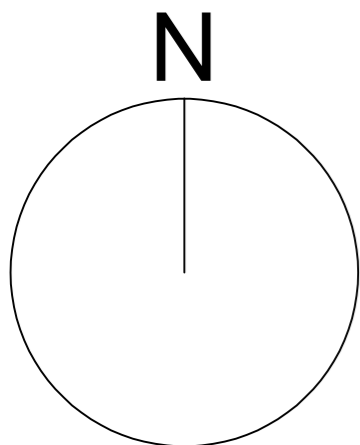
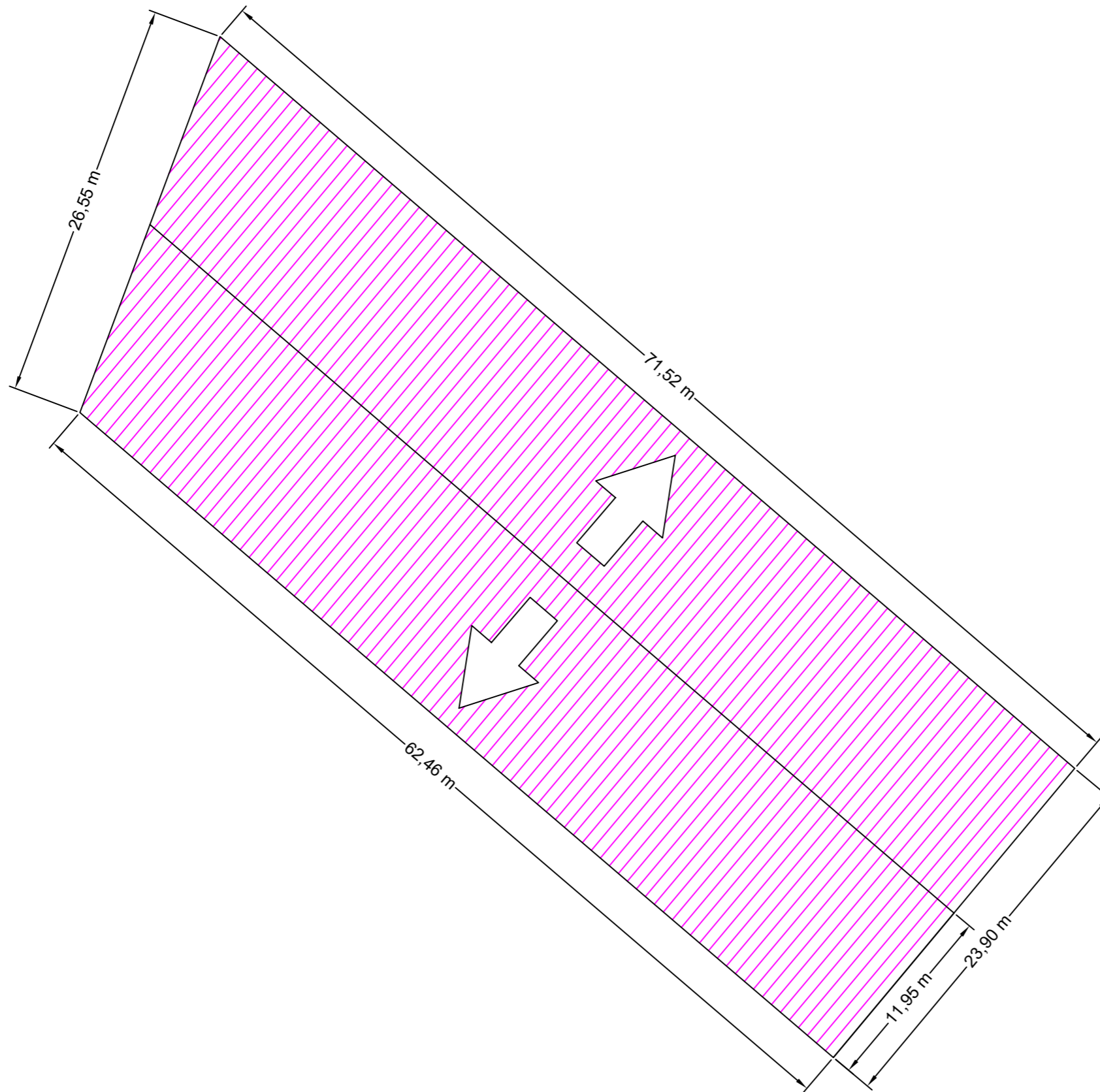
PLANO: 01


DIRECTOR: ANA MARÍA NIETO MOROTE

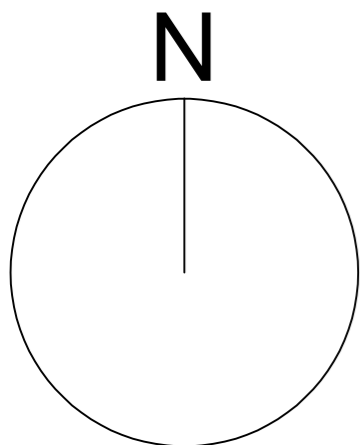
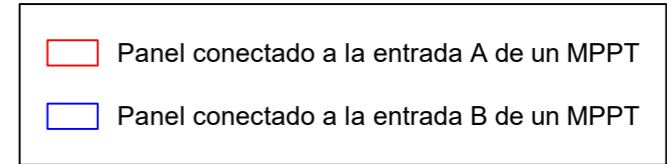
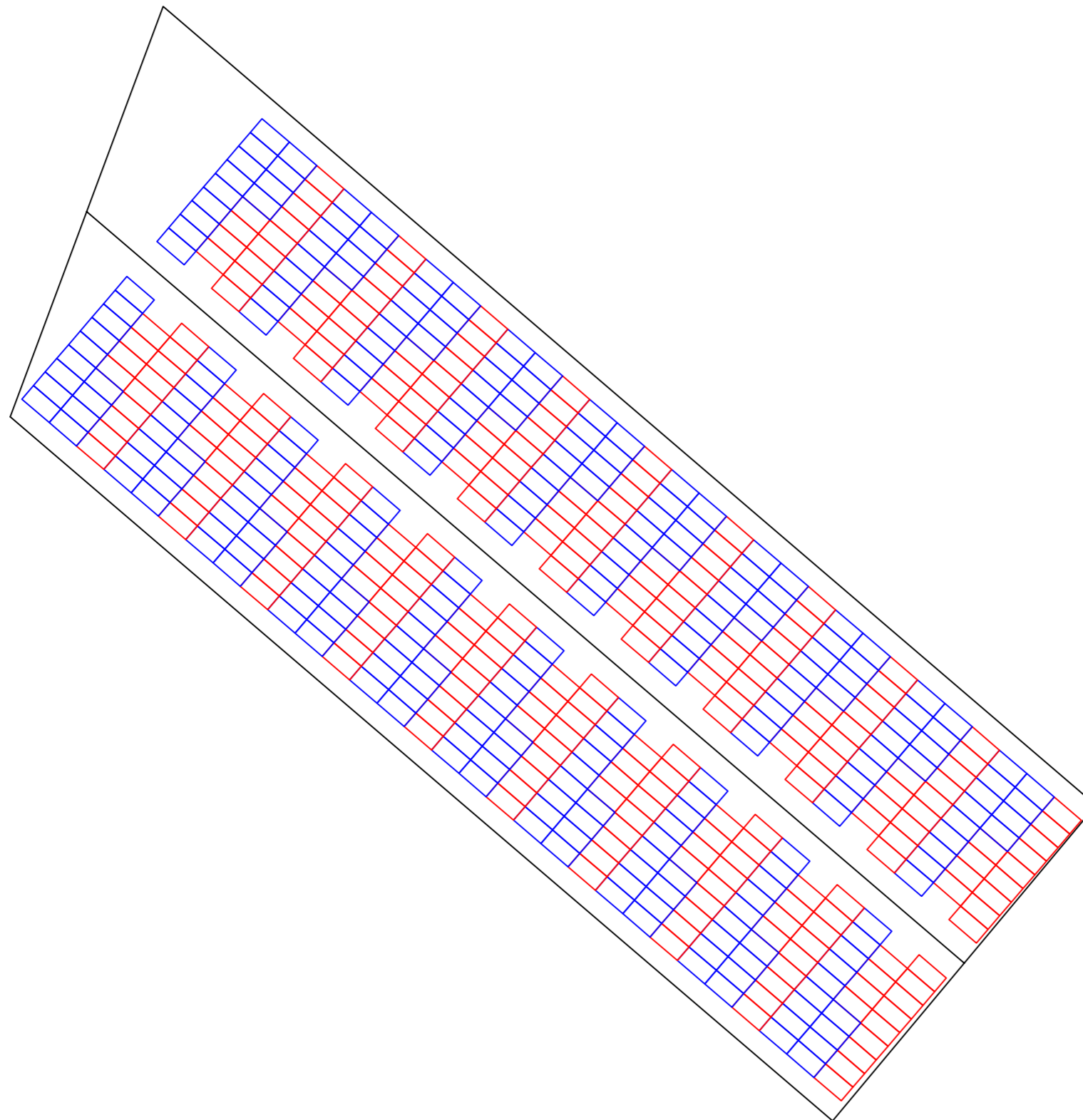
TIPO: A3


DIBUJADO: NOVIEMBRE 2020

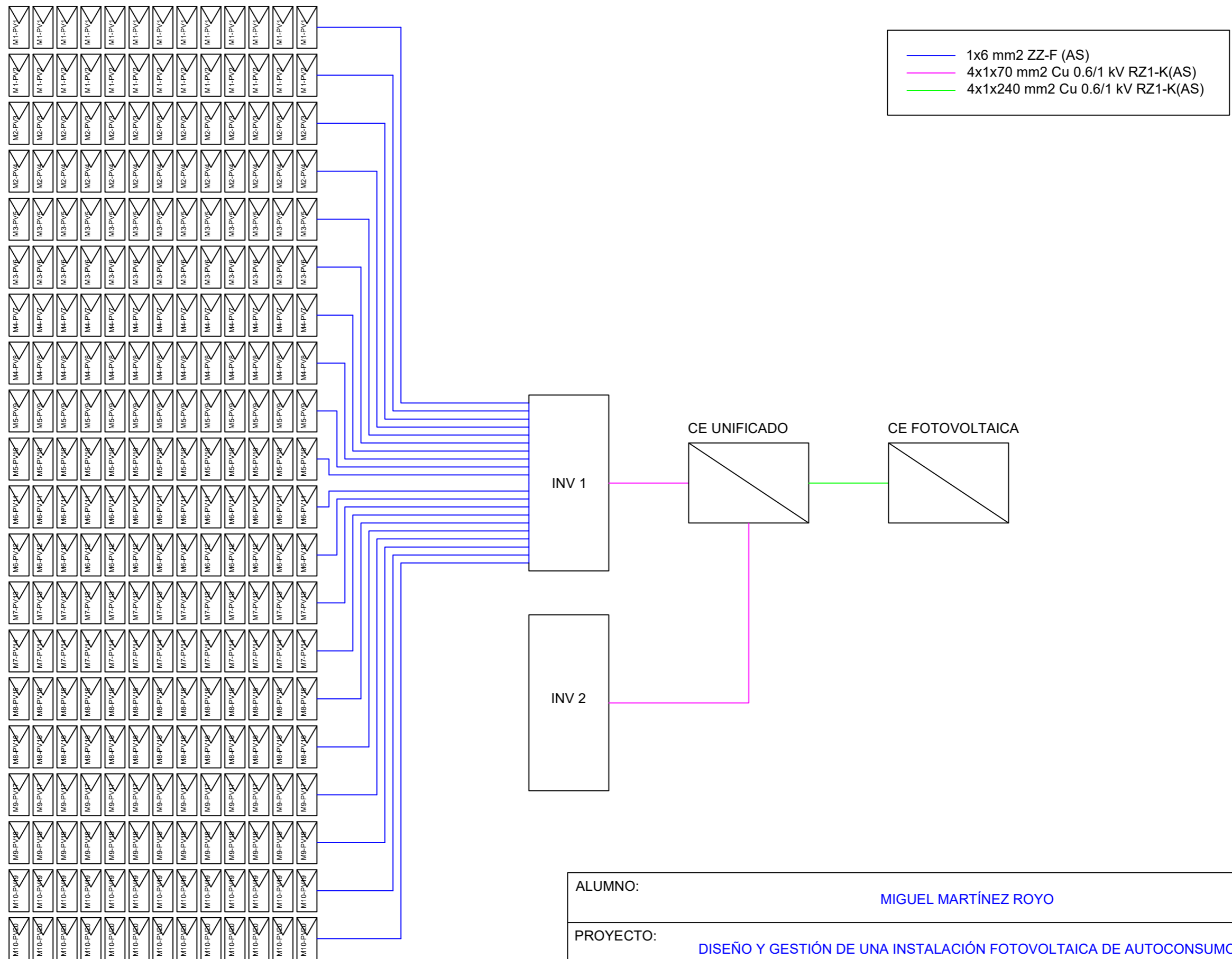
ESCALA:



ALUMNO:		MIGUEL MARTÍNEZ ROYO	
PROYECTO:		DISEÑO Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO	
	TÍTULO:	UBICACIÓN DE INSTALACIONES	PLANO: 02
	DIRECTOR:	ANA MARÍA NIETO MOROTE	TIPO: A3
	DIBUJADO:	NOVIEMBRE 2020	ESCALA: 1:300

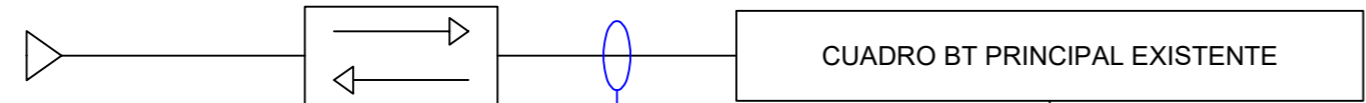


ALUMNO:		MIGUEL MARTÍNEZ ROYO	
PROYECTO:		DISEÑO Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO	
	TÍTULO:	GENERADOR FOTOVOLTAICO	PLANO: 03
	DIRECTOR:	ANA MARÍA NIETO MOROTE	TIPO: A3
	DIBUJADO:	NOVIEMBRE 2020	ESCALA: 1:300



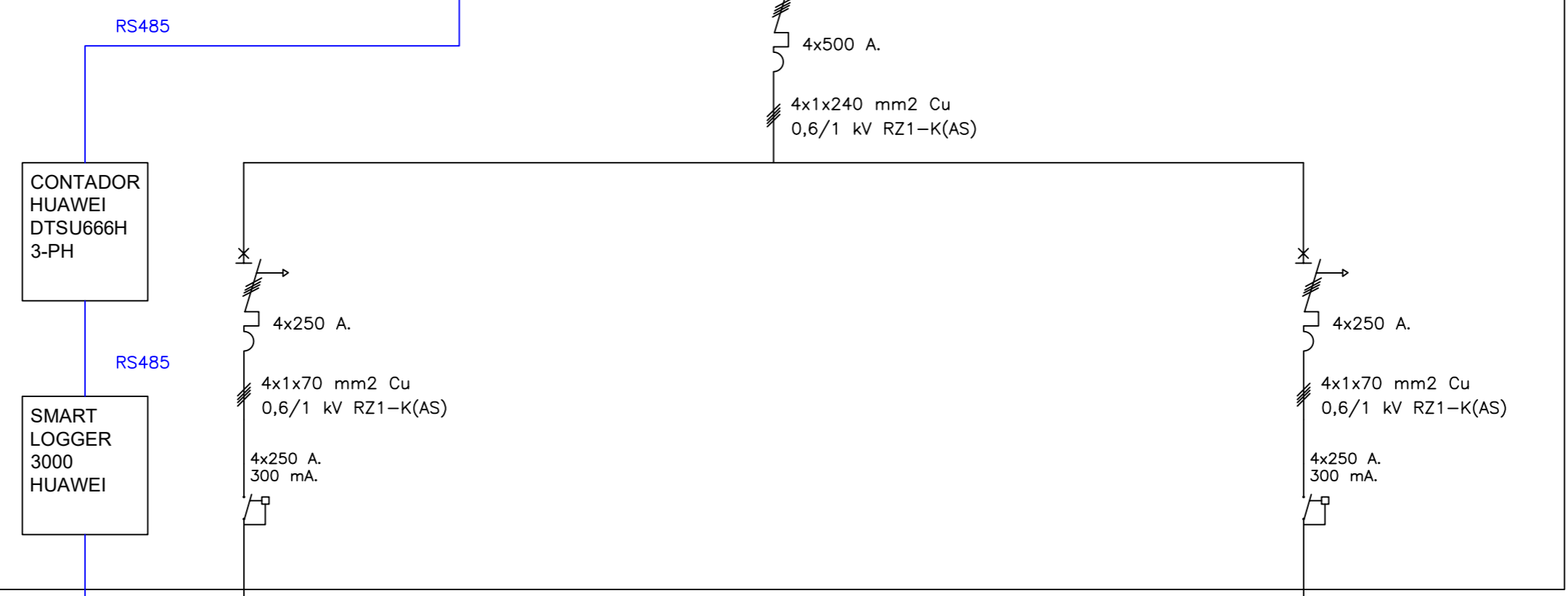
ALUMNO:	MIGUEL MARTÍNEZ ROYO		
PROYECTO:	DISEÑO Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO		
	TÍTULO:	CONEXIONADO DE MÓDULOS	PLANO: 04
	DIRECTOR:	ANA MARÍA NIETO MOROTE	TIPO: A3
	DIBUJADO:	NOVIEMBRE 2020	ESCALA:

RED ELÉCTRICA



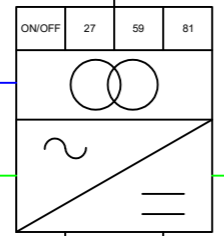
CUADRO BT PRINCIPAL EXISTENTE

CE FOTOVOLTAICA

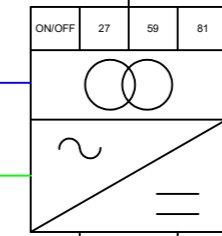


CONTADOR HUAWEI DTSU666H 3-PH

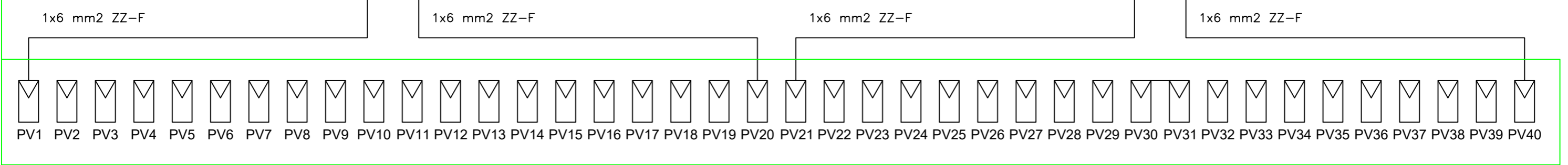
SMART LOGGER 3000 HUAWEI



HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 100 kW



HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 100 kW



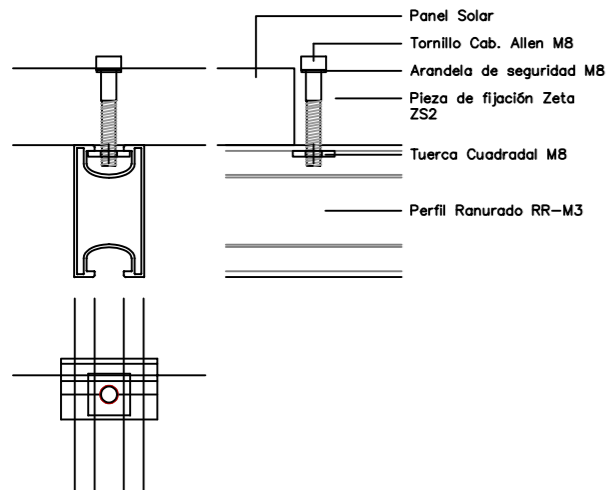
1x35 mm2 Cu



ALUMNO:	MIGUEL MARTÍNEZ ROYO		
PROYECTO:	DISEÑO Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO		
	TÍTULO:	ESQUEMA UNIFILAR	PLANO: 05
	DIRECTOR:	ANA MARÍA NIETO MOROTE	TIPO: A3
	DIBUJADO:	NOVIEMBRE 2020	ESCALA:

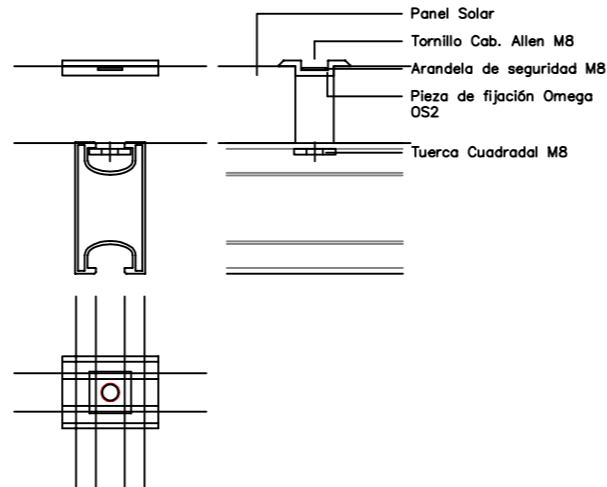
# DETALLES DE ESTRUCTURA

DETALLE GENÉRICO DE UNIÓN  
FIJACIONES DE PANELES LATERAL - RANURADO



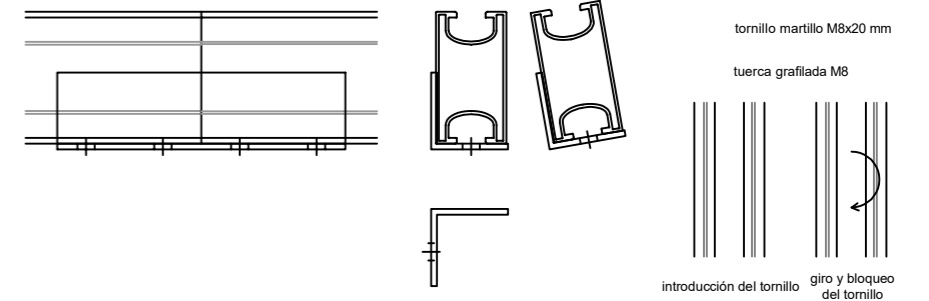
**PAR DE APRIETE M8 (calidad 70)**  
debido a la disparidad de calibrado que se puede presentar en la herramienta de atornillado, recomendable entre:  
**10-12 Nm**  
Nunca superar los 15 Nm reales  
**muy importante: si se observa deformación visual de las fijaciones zeta y omega de aluminio con el par de apriete aplicado, reducir el par a 8-9 o par donde no se aprecien deformaciones.**

DETALLE GENÉRICO DE UNIÓN  
FIJACIONES DE PANELES INTERMEDIA - RANURADO

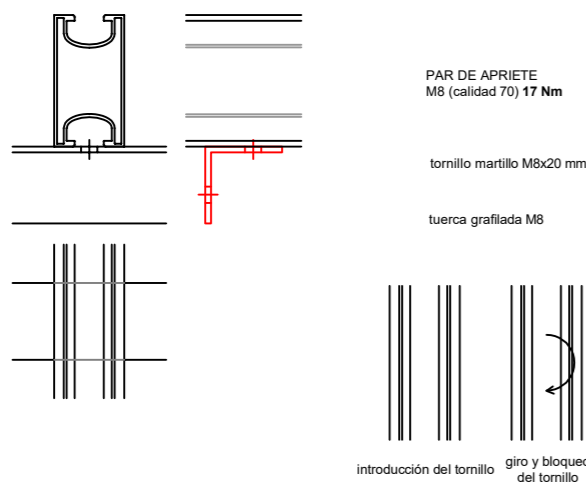


**PAR DE APRIETE M8 (calidad 70)**  
debido a la disparidad de calibrado que se puede presentar en la herramienta de atornillado, recomendable entre:  
**10-12 Nm**  
Nunca superar los 15 Nm reales  
**muy importante: si se observa deformación visual de las fijaciones zeta y omega de aluminio con el par de apriete aplicado, reducir el par a 8-9 o par donde no se aprecien deformaciones.**

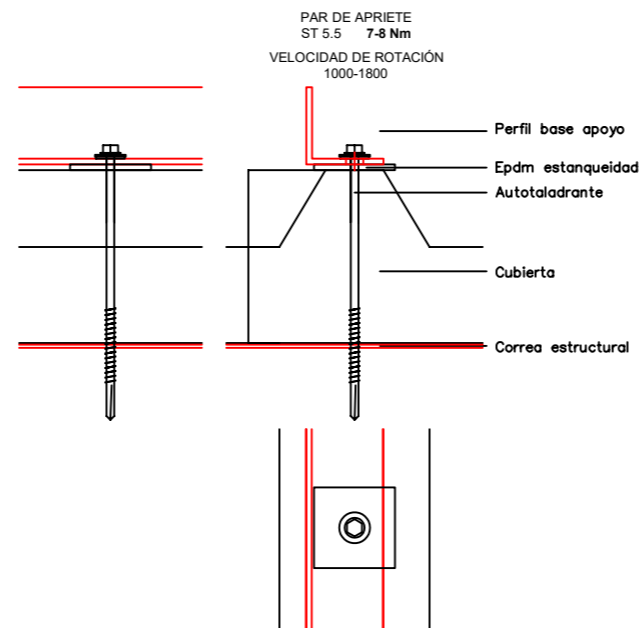
DETALLE GENÉRICO DE UNIÓN  
RANURADO - RANURADO



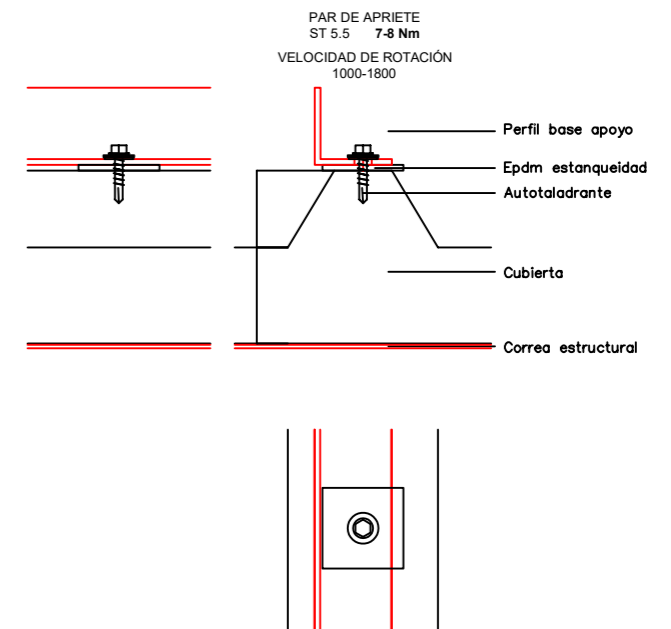
DETALLE UNIÓN APOYOS - RANURADO




DETALLE GENÉRICO DE UNIÓN  
ANCLAJE A CORREA ESTRUCTURAL



DETALLE GENÉRICO DE UNIÓN  
ANCLAJE A CHAPA SANDWICH DE CUBIERTA (REFUERZO)



ALUMNO:	MIGUEL MARTÍNEZ ROYO		
PROYECTO:	DISEÑO Y GESTIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO		
	TÍTULO: DETALLES DE ESTRUCTURA SOPORTE	PLANO:	06
	DIRECTOR: ANA MARÍA NIETO MOROTE	TIPO:	A3
	DIBUJADO: NOVIEMBRE 2020	ESCALA:	



---

## 6 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA

### 6.1 Industria

6.1.1 Declaración Responsable. Procedimiento 0019

6.1.2 Certificado de Instalación eléctrica de baja tensión

### 6.2 Ayuntamiento

6.2.1 Nombramiento de Coordinador de seguridad y salud

6.2.2 Nombramiento de Director de obra / instalación

6.2.3 Inicio de obras

6.2.4 Acta de supervisión del Documento de Gestión Preventiva de Obra por el Coordinador de seguridad y salud durante la ejecución de obra

6.2.5 Finalización de trabajos de coordinación de seguridad y salud

6.2.6 Acta de recepción, conformidad y entrega de documentación



## REGISTRO DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE BAJA TENSION

1. DATOS DEL TITULAR							
NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:				
NIF:	Razón Social:						
Vía:	Número:		Piso:	Puerta:			
Portal:	Escalera:	km:	Código Postal:	Provincia:			
Municipio:	Localidad:			Teléfono:			
Correo electrónico:							
1.1. DATOS REPRESENTANTE (solo para empresas)							
NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:				
Teléfono:		Correo electrónico:					
2. TITULO DEL PROYECTO/MEMORIA							
3. ROTULO O NOMBRE COMERCIAL							
4. OBJETO DE LA DECLARACIÓN							
<input type="checkbox"/> NUEVA INSTALACIÓN (según apartado 5, instalación que se declara) <input type="checkbox"/> BAJA DE LA INSTALACIÓN (4) <input type="checkbox"/> ACTUALIZACIÓN DE INSTALACIONES PUESTAS EN SERVICIO CON ANTERIORIDAD A 18/09/2003 QUE NO DISPONGAN DE NUMERO DE EXPEDIENTE (7) <input type="checkbox"/> CAMBIO DE TITULAR DE LA INSTALACION (5) <input type="checkbox"/> MODIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN POR: <input type="checkbox"/> Ampliación (según apartado 5) <input type="checkbox"/> Cambio de denominación social (6) <input type="checkbox"/> Revisión de datos comunicados (4) En caso de baja, cambio de titular o modificación de la instalación indicar el número de expediente o de registro de baja tensión inicial: _____ Además, en caso baja, cambio de titular o modificación de instalaciones del grupo C2.Ex/NC y C2.P (solo para renovables, cogeneración y residuos incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio), indicar el número de expediente autonómico PRETOR inicial: _____ o el número PRETOR nacional: RE-_____ El enlace al registro público donde pueden obtener la relación entre el número expediente inicial y el número de registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (PRETOR nacional): <a href="https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx">https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx</a> Nota: (4), (5), (6) y (7) según Tabla I del Anexo II informativo.							
5. INSTALACIÓN QUE SE DECLARA							
Grupo	Tipo de la instalación	Documentación (Tablas I y II)					
		Proyecto		Memoria técnica de diseño			
		(1)	(2)	(3)			
A	<input type="checkbox"/> Establecimiento industrial	<input type="checkbox"/>	P > 20 kW	<input type="checkbox"/>	P > 100kW	<input type="checkbox"/>	P ≤ 20 kW
B1	<input type="checkbox"/> Locales húmedos, polvorientos o con riesgo de corrosión.	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
B2	<input type="checkbox"/> Bombas de extracción o elevación de agua, sean industriales o no						
C1	<input type="checkbox"/> Locales mojados.	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW	<input type="checkbox"/>	P > 25 kW	<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C2.1	<input type="checkbox"/> Generadores y convertidores (excepto los incluidas en C2.Ex/C, C2.Ex/NC, C2.S, C2.Ais/R y C2.P)	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C2.Ex/C	<input type="checkbox"/> Instalaciones de <b>autoconsumo con excedentes acogidas a compensación</b> . Sección segunda, subsección a). (Renovables, cogeneración y residuos). En este caso cumplimentar Anexo I, Sección segunda (RD 244/2019)	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C2.Ex/NC	<input type="checkbox"/> Instalaciones de <b>autoconsumo con excedentes no acogida a compensación</b> . Sección segunda, subsección b1) o b2) En este caso cumplimentar Anexo I, Sección segunda (RD 244/2019)	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C2.S	<input type="checkbox"/> Instalaciones de <b>autoconsumo sin excedentes</b> . Sección primera. (Renovables, cogeneración y residuos). En este caso cumplimentar Anexo I, Sección primera (RD 244/2019)	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C2.Ais/R	<input type="checkbox"/> Instalaciones de autoconsumo <b>aisladas de red</b> . (sin conexión física con la red)	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C2.P	<input type="checkbox"/> Instalaciones <b>productoras</b> con vertido a red (registro PRETOR) (Renovables, cogeneración y residuos). En este caso cumplimentar Anexo I, Sección segunda (RD 413/2014)	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
C3	<input type="checkbox"/> Conductores aislados para caldeo, excluyendo las de viviendas	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
D1	<input type="checkbox"/> De carácter temporal para alimentación a máquinas de obras	<input type="checkbox"/>	P > 50 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 50 kW
D2	<input type="checkbox"/> De carácter temporal en locales o emplazamientos abiertos						



Grupo	Tipo de la instalación	Documentación (Tablas I y II)					
		Proyecto			Memoria técnica de diseño		
		(1)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)
E	<input type="checkbox"/> Las de edificios destinados a viviendas, oficinas y/o locales comerciales que no tengan la consideración de pública concurrencia.	<input type="checkbox"/>	P > 100 kW por C.G.P.			<input type="checkbox"/>	P ≤ 100 kW por C.G.P.
F	<input type="checkbox"/> Las correspondientes a viviendas unifamiliares	<input type="checkbox"/>	P > 50 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 50 kW
G	<input type="checkbox"/> Las de estacionamientos de vehículos que requieran ventilación forzada	<input type="checkbox"/>	< 25 plazas	<input type="checkbox"/>	≥ 25 plazas		
H	<input type="checkbox"/> Las de estacionamientos de vehículos que disponen de ventilación natural	<input type="checkbox"/>	5 < plazas < 25	<input type="checkbox"/>	≥ 25 plazas	<input type="checkbox"/>	≤ 5 plazas
I	<input type="checkbox"/> Locales de Pública Concurrencia			<input type="checkbox"/>	Sin límite		
J1	<input type="checkbox"/> Líneas de baja tensión con apoyos comunes con las de alta tensión	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
J2	<input type="checkbox"/> Máquinas de elevación y transporte	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
J3	<input type="checkbox"/> Las que utilicen tensiones especiales	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
J4	<input type="checkbox"/> Las destinadas a rótulos luminosos salvo que se consideren instalaciones de BT según lo establecido en la ITC-BT 44	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
J5	<input type="checkbox"/> Cercas eléctricas	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
J6	<input type="checkbox"/> Redes aéreas o subterráneas de distribución en baja tensión	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
K	<input type="checkbox"/> Instalaciones de alumbrado exterior			<input type="checkbox"/>	P > 5 kW	<input type="checkbox"/>	P ≤ 5 kW
L	<input type="checkbox"/> Locales con riesgo de incendio o explosión, excepto garajes			<input type="checkbox"/>	Sin límite		
M	<input type="checkbox"/> Quirófanos y salas de intervención			<input type="checkbox"/>	Sin límite		
N	<input type="checkbox"/> Las correspondientes a piscinas	<input type="checkbox"/>	P > 5 kW	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW	<input type="checkbox"/>	P ≤ 5 kW
N	<input type="checkbox"/> Las correspondientes a fuentes	<input type="checkbox"/>	P > 5 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 5 kW
Z1	<input type="checkbox"/> Las correspondientes a las infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico	<input type="checkbox"/>	P > 50 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 50 kW
Z2	<input type="checkbox"/> Instalaciones de recarga situadas en el exterior.	<input type="checkbox"/>	P > 10 kW			<input type="checkbox"/>	P ≤ 10 kW
Z3	<input type="checkbox"/> Todas las instalaciones que incluyan estaciones de recarga previstas para el modo de carga 4.	<input type="checkbox"/>	Sin límite				
O	<input type="checkbox"/> Todas aquellas que, no estando comprendidas en los grupos anteriores, determine el Ministerio con competencias en materia de seguridad industrial, mediante la oportuna disposición.	<input type="checkbox"/>	P > 20 kW	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	P ≤ 20 kW

6. TENSION DE CONEXION  Monofásica 230 V  Trifásica 3x230/400 V  Otra (V): \_\_\_\_\_

7. POTENCIA INSTALADA (Para instalaciones de los grupos J1 y J6 no será necesario indicar la potencia instalada)

**Nuevas instalaciones.**

Potencia total instalada (kW): \_\_\_\_\_

**Ampliaciones/Modificaciones.**

Potencia existente (kW) \_\_\_\_\_

Potencia ampliada (kW) \_\_\_\_\_

Potencia total instalada (kW) \_\_\_\_\_

**8. CUPS (cuando proceda)**

**9. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

Vía: \_\_\_\_\_ Número: \_\_\_\_\_ Piso: \_\_\_\_\_ Puerta: \_\_\_\_\_

Portal: \_\_\_\_\_ Escalera: \_\_\_\_\_ km: \_\_\_\_\_ Código Postal: \_\_\_\_\_

Municipio: \_\_\_\_\_ Localidad: \_\_\_\_\_ Teléfono: \_\_\_\_\_

Coordenadas UTM (ETRS89) <sup>(1)</sup> X (m): \_\_\_\_\_ Y (m): \_\_\_\_\_

Referencia catastral de la parcela o local donde se encuentra la instalación \_\_\_\_\_

La referencia catastral estará constituida por un código alfanumérico de 20 caracteres.

Ejemplo de referencia catastral urbana: 9872023 VH5797S 0001 WX - Ejemplo de referencia catastral rústica: 13 077 A 018 00039 0000 FP

<sup>(1)</sup> Complimentar únicamente en el supuesto de líneas eléctricas tanto aéreas como subterráneas, redes de distribución de energía eléctrica o de combustibles gaseosos, instalaciones de alumbrado exterior o cercas eléctricas. Se introducirán las coordenadas UTM del punto inicial del trazado, las correspondientes a los ocho cambios de dirección intermedios (apoyos o vértices) con mayor ángulo de variación y las del punto final del trazado.



<b>10. DATOS DE LA EMPRESA / INSTALADOR</b>			
<b>10.1. Identificación de la empresa instaladora</b>			
NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:
NIF	Razón Social:		
Correo electrónico:			Teléfono:
<b>10.2. Identificación del instalador habilitado</b>			
NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:
Correo electrónico:			Teléfono:
<b>FIRMA DEL REPRESENTANTE DE LA EMPRESA INSTALADORA</b>			
<input type="checkbox"/> Ratifico que la empresa a la que represento ha ejecutado la instalación objeto de esta declaración responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación.			
<input type="checkbox"/> Ratifico que la empresa a la que represento ha revisado la instalación objeto de esta declaración responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación (solo para actualización de instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 18/09/2003)			
Nota: Marcar lo que proceda.			
<b>11. DATOS DEL REDACTOR DE LA MEMORIA TECNICA DE DISEÑO (cuando proceda)</b>			
<b>11.1 Identificación del técnico redactor de la memoria</b>			
NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:
Correo electrónico:			Teléfono:
<b>FIRMA DEL REDACTOR DE LA MEMORIA TECNICA DE DISEÑO</b>			
<input type="checkbox"/> Ratifico haber redactado la memoria técnica de diseño de la instalación objeto de esta declaración responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación			
<input type="checkbox"/> Ratifico haber redactado la memoria descriptiva de la instalación objeto de esta declaración responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación (solo para actualización de instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 18/09/2003)			
Nota: Marcar lo que proceda			
<b>12. DATOS DEL TÉCNICO PROYECTISTA (cuando proceda)</b>			
<b>12.1. Identificación del técnico redactor del proyecto o memoria</b>			
NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:
Correo electrónico:			Teléfono:
Titulación:		Especialidad	
Colegiado en el colegio oficial de:			Nº Colegiado:
Entidad del seguro de responsabilidad civil:			Nº de póliza
Proyecto visado: <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> SI - En caso de visado, indicar número de visado:			
Memoria descriptiva visada: <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> SI - En caso de visado, indicar número de visado:			
<b>FIRMA DEL TECNICO PROYECTISTA</b>			
<input type="checkbox"/> Ratifico haber redactado el proyecto o memoria técnica de diseño de la instalación objeto de esta declaración responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación			
<input type="checkbox"/> Ratifico haber redactado la memoria descriptiva de la instalación objeto de esta declaración responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación (solo para actualización de instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 18/09/2003)			
Nota: Marcar lo que proceda			



### 13. DATOS DEL TECNICO DIRECTOR DE OBRA

#### 13.1 Identificación del técnico director de obra

NIF:	Primer Apellido:	Segundo Apellido:	Nombre:
Correo electrónico:			Teléfono:
Titulación:	Especialidad		
Colegiado en el colegio oficial de:			Nº Colegiado:
Entidad del seguro de responsabilidad civil:			Nº de póliza
Dirección de obra visada:	<input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> SI - En caso de visado, indicar número de visado:		

#### FIRMA DEL TECNICO DIRECTOR DE OBRA

Ratifico haber realizado la dirección de obra de la instalación objeto de esta Declaración Responsable y que le ha sido entregada al titular de la misma la documentación reglamentaria correspondiente a dicha instalación

### 14. ORGANISMO DE CONTROL

Nombre O.C.:	
Fecha de la inspección inicial o de la última inspección periódica:	

### 15. AUTOLIQUIDACIÓN

#### Presupuesto de la instalación (€):

Tasa T610.2 - Ordenación de actividades e instalaciones industriales y energéticas con proyecto técnico y por cada una de las actuaciones incluidas en el hecho imponible (por cada actuación).

Tasa T610.1.e - Ordenación de actividades e instalaciones industriales y energéticas con memoria técnica de diseño y por cada una de las actuaciones incluidas en el hecho imponible (por cada actuación).

Tasa T610.3 - Tasa por la ordenación de actividades e instalaciones industriales y energéticas. Ordenación de las instalaciones acogidas a régimen especial (por inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (Sección Segunda).

En Tasas T610.1 y T610.2 se aplicará el art. 5 de la T610, dentro del art. 10 de la Ley 8/2004, de 28 de diciembre, de medidas administrativas, tributarias, de tasas y de función pública de la CARM (Las instalaciones de energías renovables y las que fomenten el usos eficiente de la energía y el ahorro energético sin proyecto técnico, estarán sujetas a la cuota descrita en el apartado 1 del artículo 4 gozando de una bonificación de un 95% y las que tienen proyecto gozarán del 95% o del 75% si éste está valorado en más de 60.000,01€). A los cambios de titular no se aplica este descuento.



## 16. DECLARACION DEL TITULAR DE LA INSTALACION

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 2/2017, de 13 de febrero, de medidas urgentes para la reactivación de la actividad empresarial y del empleo a través de la liberalización y de la supresión de cargas burocráticas, el titular de la instalación o actividad o su representante legal, **DECLARA:**

1. Que la empresa que represento dispone de la escritura de constitución de la misma y de sus estatutos, debidamente inscritos en el registro mercantil o que, como titular de la empresa individual declarada, dispongo de la documentación de índole fiscal y laboral acreditativa de constitución de la misma.
2. En caso de cambio de titularidad: disponer del título/documento de transmisión patrimonial, público/privado acreditativo del cambio de titularidad de las instalaciones declaradas, así como el correspondiente documento de liquidación del impuesto de transmisiones patrimoniales.
3. Cuando proceda, que la empresa tiene suscrito un seguro de responsabilidad civil u otra garantía equivalente, en cumplimiento del correspondiente reglamento, norma reguladora o instrucción técnica.
4. Disponer de la toda la documentación para la puesta en servicio de la instalación que establece el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y sus ITCs, y resto de disposiciones que en esta materia establece la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia y que le son de aplicación a la instalación declarada. (Documentación indicada en las tablas Anexas a esta declaración).
5. Que dicha documentación estará siempre disponible y se presentará inmediatamente a la autoridad competente cuando ésta la requiera para su control o inspección.
6. En caso de tratarse de una instalación de producción de energía que solicite la inscripción o cambio de titular en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica según lo dispuesto en el RD 413/2014, de 6 de junio, el titular declara cumplir con los requisitos exigidos para los sujetos del mercado de producción, en particular, garantizando poder dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación (art. 4 del RD 2019/1997 de 26 de diciembre).
7. Que cualquier hecho que suponga la modificación de alguno de los datos incluidos en esta declaración, así como la baja de la instalación, serán comunicados mediante la presentación de una nueva declaración responsable a esta Administración en el plazo de un mes desde que dicha modificación se produzca.
8. Que los datos y manifestaciones que figuran en este documento son ciertos y que la empresa es conocedora de lo establecido en:
  - El artículo 69.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, que determina que la inexactitud, falsedad u omisión, de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que se acompañe o incorpore a una declaración responsable o la no presentación ante la Administración competente de la declaración responsable, determinará la imposibilidad de continuar con el ejercicio del derecho o actividad afectada desde el momento en que se tenga constancia de tales hechos, sin perjuicio de las responsabilidades penales, civiles o administrativas a que hubiera lugar.
  - El artículo 31.2.n y 31.3.h, de la ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, modificada por 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: "La inexactitud, falsedad u omisión en cualquier dato, o manifestación sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos señalados en la declaración responsable o la comunicación aportada por los interesados" y "La realización de la actividad sin haber realizado la comunicación o la declaración responsable cuando alguna de ellas sea preceptiva", están tipificadas como faltas, pudiendo ser sancionadas con multas hasta 90.151,82 €.

### FIRMA DEL TITULAR DE LA INSTALACION

En \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2.0\_\_

Firmado: (titular de la declaración responsable o persona autorizada)



#### **Cláusula de consentimiento para cesión de datos personales**

Según el artículo 28 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se entiende otorgado el consentimiento para que el órgano administrativo competente consulte de forma electrónica o por otros medios, a esta Administración Pública, otras Administraciones o Entes, los datos personales relacionados a continuación, necesarios para la resolución de este procedimiento/expediente/solicitud:

- Certificado de instalación térmica en edificios

**En caso contrario, en el que NO otorgue el consentimiento para la consulta, marque la/s siguiente/s casilla/s:**

No Autorizo al órgano administrativo para que se consulten de los datos contenidos en el certificado de instalación térmica en edificios

**EN EL CASO DE NO CONCEDER AUTORIZACIÓN A LA ADMINISTRACIÓN, QUEDO OBLIGADO A APORTAR LOS DATOS/DOCUMENTOS RELATIVOS AL PROCEDIMIENTO JUNTO A ESTA SOLICITUD.**

#### **AUTORIZACIÓN [1] EXPRESA DE NOTIFICACIÓN ELECTRÓNICA**

Marcar una X para autorizar a la Administración la notificación electrónica, de no marcarse esta opción la Administración notificará a las personas físicas por correo postal.

Autorizo a la Dirección General de Energía y Actividad Industrial y Minera a notificarme a través del Servicio de Notificación electrónica por comparecencia en la Sede Electrónica de la CARM, las actuaciones que se deriven de la tramitación de esta solicitud.

A tal fin, me comprometo [2] a acceder periódicamente a través de mi certificado digital, DNI electrónico o de los sistemas de clave habilitado por la Administración Regional, a mi buzón electrónico ubicado en la Sede Electrónica de la CARM <https://sede.carm.es> / en el apartado notificaciones electrónicas de la carpeta del ciudadano, o directamente en la URL <https://sede.carm.es/vernotificaciones>.

Asimismo autorizo a la Dirección General de Energía y Actividad Industrial y Minera a que me informe siempre que disponga de una nueva notificación en la Sede Electrónica a través de un correo electrónico a la dirección de correo \_\_\_\_\_ y/o vía SMS al nº de teléfono móvil \_\_\_\_\_.

[1] Las personas físicas podrán elegir el sistema de notificación (electrónico o en papel) ante la Administración, este derecho no se extiende a los obligados a relacionarse electrónicamente con las Administraciones previsto en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015 (personas jurídicas, entidades sin personalidad jurídica, profesionales colegiados, empleados públicos y personas que los representen) quienes por ley están obligados a ser notificados siempre electrónicamente.

[2] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 43.2 de la Ley 39/2015, una vez transcurridos 10 días naturales desde la puesta a disposición de la notificación en la Sede Electrónica, sin que la haya descargado, se entenderá que la notificación ha sido realizada.



## ANEXO I

SECCION PRIMERA (Registro Administrativo de Autoconsumo)							
<b>A. INDICAR TIPO DE AUTOCONSUMO</b>							
<input type="checkbox"/> Individual	<input type="checkbox"/> Colectivo: Indicar número de asociados: _____ (En este caso deberá cumplimentar la Sección Primera tantas veces como consumidores/generadores asociados existan en la instalación de autoconsumo)						
<b>B. DATOS DEL TITULAR DEL PUNTO DE SUMINISTRO</b>							
Titular del punto de suministro:							
N.I.F.:							
Domicilio social (indicar nombre y tipo de vía: calle, avda., ctra., etc.)							
Número:		Escalera:		Piso:		Puerta:	
Municipio:				C.P.:		Provincia:	
Teléfono de contacto:				Correo electrónico:			
<b>C. DATOS DEL PUNTO DE SUMINISTRO</b>							
C.U.P.S. del punto de suministro:				Número de expediente de BT del punto de suministro:			
Potencia contratada (kW):				Tensión del punto de conexión (V):			
Domicilio social (indicar nombre y tipo de vía: calle, avda., ctra., etc.)							
Número:		Escalera:		Piso:		Puerta:	
Municipio:				C.P.:		Provincia:	
Uso principal del local:							
Referencia catastral (parcela o construcción):							
Empresa distribuidora o transportista a la que está conectado:							
<b>D. DATOS DE LA INSTALACION DE GENERACION (artículo 2 del RD 413/2014)</b>							
<b>Categoría a)</b> (Cogeneraciones)	Grupo a.1: Subgrupo: <input type="checkbox"/> a.1.1 <input type="checkbox"/> a.1.2 <input type="checkbox"/> a.1.3			<input type="checkbox"/> Grupo a.2			
<b>Categoría b)</b>	Grupo b.1: Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.1.1 (fotovoltaicas) - <input type="checkbox"/> b.1.2 (termosolares)						
	Grupo b.2 (eólicas): Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.2.1. - <input type="checkbox"/> b.2.2						
	<input type="checkbox"/> Grupo b.3 (geotermia, hidrotermia, etc.)						
	Grupo b.4 (hidroeléctricas P<10 MW): Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.4.1 - <input type="checkbox"/> b.4.2						
	Grupo b.5 (hidroeléctricas P>10 MW): Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.5.1 <input type="checkbox"/> b.5.2						
	<input type="checkbox"/> Grupo b.6						
	Grupo b.7: Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.7.1 - <input type="checkbox"/> b.7.2						
<b>Categoría c)</b> (residuos con valorización energética)	<input type="checkbox"/> Grupo b.8						
	<input type="checkbox"/> Grupo c.1 <input type="checkbox"/> Grupo c.2 <input type="checkbox"/> Grupo c.3						
Potencia instalada del grupo generador (kW):				Combustible principal (solo para categorías a) y c)			
Tipo de instalación	<input type="checkbox"/> Red interior <input type="checkbox"/> Red interior de varios consumidores (instalaciones de enlace) <input type="checkbox"/> Próximas a través de red						
<b>E. INSTALACION DE ALMACENAMIENTO</b>							
Potencia instalada de salida (kW):				Energía máxima almacenada (kWh):			
<b>F. ESQUEMA/CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA (EdM.)</b>							
<input type="checkbox"/> A. Bidireccional en PF (punto frontera)	<input type="checkbox"/> B. Bidireccional en PF y EdM generación Neta						
<input type="checkbox"/> C. Consumo Total y EdM bidireccional generación Neta	<input type="checkbox"/> D. Consumo Total y EdM generación bruta y EdM SSAA						
<input type="checkbox"/> E. Configuración singular							
<b>G. OTROS</b>							





Nº expediente instalación eléctrica de autoconsumo (CAU) indicado por la distribuidora:			
<b>SECCION SEGUNDA</b> <b>(Registro Administrativo de Autoconsumo y/o registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, PRETOR)</b>			
<b>A. INDICAR TIPO DE AUTOCONSUMO (en su caso)</b>		<b>B. INDICAR TIPO DE INSCRIPCION EN REGISTRO PRETOR (para C2.P y C2.Ex/NC)</b>	
<input type="checkbox"/> Individual		<input type="checkbox"/> Inscripción Previa	
<input type="checkbox"/> Colectivo: Indicar número de asociados: _____ (En este caso deberá cumplimentar la Sección Segunda tantas veces como consumidores/generadores asociados existan en la instalación de autoconsumo)		<input type="checkbox"/> Inscripción definitiva (Señalar por separado si se requiere de realización de pruebas de potencia, si no es así marcar las dos inscripciones, previa y definitiva, a la vez)	
<b>C. CONTRATO DE SUMINISTRO DE SERVICIOS AUXILIARES. (Artículo 19.3.b del RD 244/2019. Solo para instalaciones C2.Ex/NC)</b>			
<input type="checkbox"/> Subsección b1: con un único contrato de suministro <input type="checkbox"/> Subsección b2: con contrato de suministro para servicios auxiliares independiente			
<b>D. DATOS DEL TITULAR DEL PUNTO DE SUMINISTRO (Solo para instalaciones de autoconsumo)</b>			
Titular del punto de suministro:			
N.I.F.:			
Domicilio social (indicar nombre y tipo de vía: calle, avda., ctra., etc.)			
Número:	Escalera:	Piso:	Puerta:
Municipio:	C.P.:	Provincia:	
Teléfono de contacto:		Correo electrónico:	
<b>E. DATOS DEL PUNTO DE SUMINISTRO (Solo para instalaciones de autoconsumo)</b>			
C.U.P.S. del punto de suministro:		Número de expediente de BT del punto de suministro:	
Identificador C.I.L. (para C2.P y C2.Ex/NC)			
Potencia contratada (kW):		Tensión del punto de conexión:	
Domicilio social (indicar nombre y tipo de vía: calle, avda., ctra., etc.)			
Número:	Escalera:	Piso:	Puerta:
Municipio:	C.P.:	Provincia:	
Teléfono de contacto:		Correo electrónico:	
Referencia catastral (parcela o construcción):			
Empresa distribuidora o transportista a la que está conectado:			
<b>F. DATOS DE LA INSTALACION DE GENERACION (artículo 2 del RD 413/2014)</b>			
<b>Categoría a)</b> (Cogeneraciones)	Grupo a.1: Subgrupo: <input type="checkbox"/> a.1.1 <input type="checkbox"/> a.1.2 <input type="checkbox"/> a.1.3		<input type="checkbox"/> Grupo a.2
<b>Categoría b)</b>	Grupo b.1: Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.1.1 (fotovoltaicas) - <input type="checkbox"/> b.1.2 (termosolares)		
	Grupo b.2 (eólicas): Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.2.1 - <input type="checkbox"/> b.2.2		
	<input type="checkbox"/> Grupo b.3 (geotermia, hidrotermia, etc.)		
	Grupo b.4 (hidroeléctricas P<10 MW): Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.4.1 - <input type="checkbox"/> b.4.2		
	Grupo b.5 (hidroeléctricas P>10 MW): Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.5.1 <input type="checkbox"/> b.5.2		
	<input type="checkbox"/> Grupo b.6		
	Grupo b.7: Subgrupo: <input type="checkbox"/> b.7.1 - <input type="checkbox"/> b.7.2		
<input type="checkbox"/> Grupo b.8			
<b>Categoría c)</b> (residuos con valorización energética)	<input type="checkbox"/> Grupo c.1 <input type="checkbox"/> Grupo c.2 <input type="checkbox"/> Grupo c.3		
Potencia instalada del grupo generador:	Combustible principal (solo para categorías a) y c)		
Tipo de instalación	<input type="checkbox"/> Red interior <input type="checkbox"/> Red interior de varios consumidores (instalaciones de enlace) <input type="checkbox"/> Próximas a través de red		



G. TECNOLOGIA DE LA INSTALACION. Solo en caso de registro PRETOR (Aclaraciones en Tabla A)					
<input type="checkbox"/> Solar fotovoltaica	Seguimiento (II):	Tipo (III):	Potencia inversores (kW):	Potencia pico (kW):	
<input type="checkbox"/> Cogeneración	Tipo de tecnología (IV):				
<input type="checkbox"/> Hidráulica	Cuenca:	Río:	Salto (m):	Caudal (m <sup>3</sup> /s):	
<input type="checkbox"/> Híbrida	Tipo de hibridación (I) : <input type="checkbox"/> Tipo 1 <input type="checkbox"/> Tipo 2		% Potencia:	Potencia térmica:	Combustible:
<input type="checkbox"/> Solar termoeléctrica	Tipo de tecnología (V):				
<input type="checkbox"/> Residuos	Tipo (VI):				
Potencia instalada del equipo generador (kW):					
Combustible principal (en su caso):					
Identificador C.I.L. (para C2.P y C2.Ex/NC):					
H. INSTALACION DE ALMACENAMIENTO (Solo para instalaciones de autoconsumo)					
Potencia instalada de salida (kW):		Energía máxima almacenada (kWh):			
I. ESQUEMA/CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA (EdM). (Solo para instalaciones de autoconsumo)					
<input type="checkbox"/> A. Bidireccional en PF (punto frontera)		<input type="checkbox"/> B. Bidireccional en PF y EdM generación Neta			
<input type="checkbox"/> C. Consumo Total y EdM bidireccional generación Neta		<input type="checkbox"/> D. Consumo Total y EdM generación bruta y EdM SSAA			
<input type="checkbox"/> E. Configuración singular					
J. OTROS (Solo para instalaciones de autoconsumo)					
Nº expediente instalación eléctrica de autoconsumo (CAU) indicado por la distribuidora:					

**TABLA A**

(I)	Según art. 4 del RD 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.
(II)	Fija; 1 eje; 2 ejes.
(III)	I1:cubierta ≤20kW; I2:cubierta >20kW; I3: otros.
(IV)	Motor; turbina.
(V)	CCP Cilindro parabólico sin almacenamiento o con almacenamiento no superior a 2 horas. CPA>8h Cilindro parabólico con almacenamiento superior a 8 horas. CPA>5h<=8h Cilindro parabólico con almacenamiento superior a 5 horas y no superior a 8 horas. CP4 Cilindro parabólico con almacenamiento de 4 horas. TVS Torre vapor saturado. FRE Fresnel. STI Stirling. HIB Hibridación de tipo II.
(VI)	Lecho fluido; parrilla.



## ANEXO II INFORMATIVO

**TABLA I - DOCUMENTACIÓN QUE DEBE TENER EL TITULAR A DISPOSICIÓN DE LA ADMINISTRACION COMPETENTE**

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	Tipo de documento
X	X	X	X	X	X	X	Documento de inscripción en el registro de instalaciones eléctricas de baja tensión diligenciado por la Dirección General de Energía y Actividad Industrial y Minera.
X	X	X		X	X	X	Documento acreditativo de haber efectuado la liquidación de tasa correspondiente (excepto para baja de la instalación).
X	X						Proyecto técnico de instalación eléctrica de baja tensión según la Resolución de 3/7/2003 de la DGIEM (BORM 26/7/2003) acompañado por declaración responsable en caso de que no se encuentre visado.
		X					Memoria técnica de diseño suscrita por instalador autorizado o técnico titulado competente
X	X	X					En su caso, justificación de propiedad, dominio o servidumbre terrenos afectados (solo para líneas aéreas y subterráneas de baja tensión).
X	X						Certificado de Dirección Técnica suscrito por técnico titulado competente acompañado por declaración responsable en caso de que no se encuentre visado.
X	X	X					Certificado de instalación suscrito por empresa instaladora habilitada.
	X						Certificado de inspección inicial por emitido por organismo de control.
X	X	X					Anexo de información al usuario.
X							En su caso, documento de cesión.
	X			X		X	Contrato de mantenimiento (Para locales de pública concurrencia, riesgo de incendio o explosión y de características especiales).
				X			Documento acreditativo de haber efectuado la liquidación del impuesto de transmisiones, si se ha producido un cambio de titularidad.
X		X					Para Modificación técnica: Memoria descriptiva y documentos justificativos de la modificación efectuada (solo para renovables, cogeneración y residuos incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).
			X				Para bajas: Documento acreditativo del cese de actividad y documento técnico emitido por instalador autorizado de la desconexión de la red de distribución y condiciones de seguridad (solo para renovables, cogeneración y residuos incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).
					X		Escritura pública de cambio de denominación social.
						X	-Documento que acredite la puesta en servicio de la instalación con anterioridad al 18/09/2003. (Los documentos válidos para justificar la puesta en servicio son: primer contrato de suministro de energía eléctrica, factura de suministro eléctrico anterior a la fecha indicada, cédula de habitabilidad o licencia de actividad). -Memoria descriptiva de la instalación suscrita por técnico titulado competente o instalador habilitado, en función de la documentación requerida según apartado 5 de esta declaración responsable, donde se justifique el cumplimiento del reglamento que le era de aplicación y sus ITCs. -Certificado de revisión favorable de la instalación eléctrica suscrito por instalador habilitado en donde se haga constar el cumplimiento del reglamento que era de aplicación y sus ITCs. -Certificado de inspección favorable de organismo de control (locales relacionados en la tabla V) donde se haga constar el cumplimiento del reglamento que era de aplicación y sus ITCs.
<p><b>Nota:</b> Para instalaciones del grupo C2.Ex/NC y C2.P (solo para renovables, cogeneración y residuos incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio), posteriormente a la presentación de esta declaración responsable y con la finalidad de comunicar al ministerio los datos para la inscripción en PRETOR, deberán disponer de la siguiente documentación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte.</li> <li>- Certificado emitido por el encargado de la lectura, con detalle del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL).</li> <li>- Informe del gestor de la red de transporte, o del gestor de la red de distribución en su caso</li> </ul>							
<p><b>Nota:</b> Se presentara dos ejemplares de la declaración responsable y al menos uno de ellos deberá llevar la firma original.</p>							



**TABLA II - INSTALACIONES QUE PRECISAN PROYECTO TÉCNICO (Apartado 3.2 de la ITC-BT-04)**

Grupo	Ampliaciones y/o Modificaciones de Instalaciones de Baja Tensión
B, C ,G, I, J, L, M	Ampliaciones y Modificaciones de importancia, sin límite de potencia.
TODOS	Ampliaciones de Instalaciones que superan los límites de potencia establecidos en el Apartado 3.1. de la ITC-BT-04
TODOS	Ampliaciones de potencia que superan el 50 % de la potencia instalada previamente en Instalaciones que superaban los límites de potencia establecidos en el Apartado 3.1. de la ITC-BT-04

**TABLA III - INSTALACIONES QUE PRECISAN CERTIFICADO DE INSPECCIÓN INICIAL DE ORGANISMO DE CONTROL  
(Apdo. 4.1 de la ITC-BT-05)**

Grupo	Tipo de Instalación	Límites
A	Las correspondientes a industrias, en general	P>100 kW.
C1	Locales mojados.	P>25 kW.
I	Las correspondientes a locales de pública concurrencia.	Sin límite.
K	Instalaciones de alumbrado exterior.	P>5 kW.
L	Las correspondientes a locales con riesgo de incendio o explosión, de Clase I, excepto garajes de menos de 25 plazas.	Sin límite.
M	Las de quirófanos y salas de intervención.	Sin límite.
N	Las correspondientes a piscinas.	P>10 kW.

**TABLA IV - INSTALACIONES QUE PRECISAN INSPECCIONES PERIÓDICAS POR ORGANISMO DE CONTROL  
(Apartado 4.2 de la ITC-BT-05)**

Grupo	Tipo de Instalación	Límites	Periodicidad
A	Las correspondientes a industrias, en general	P>100 kW.	5 años
C1	Locales mojados.	P>25 kW.	5 años
E	Las instalaciones comunes de edificios destinados a viviendas, locales comerciales y oficinas, que no tengan la consideración de locales de pública concurrencia, en edificación vertical u horizontal.	P>100 kW	10 años
I	Las correspondientes a locales de pública concurrencia.	Sin límite.	5 años
K	Instalaciones de alumbrado exterior.	P>5 kW.	5 años
L	Las correspondientes a locales con riesgo de incendio o explosión,	Sin límite.	5 años
M	Las de quirófanos y salas de intervención.	Sin límite.	5 años
N	Las correspondientes a piscinas.	P>10 kW.	5 años

**TABLA V - INSTALACIONES QUE PRECISAN CERTIFICADO DE INSPECCIÓN DE ORGANISMO DE CONTROL  
(Regularización de instalaciones)**

Tipo de Instalación	Límites
Las correspondientes a industrias, en general	P>100 kW.
Locales mojados	P>25 kW
Las correspondientes a locales de pública concurrencia.	Sin límite.
Instalaciones de alumbrado exterior.	P>5 kW.
Las correspondientes a locales con riesgo de incendio o explosión, de Clase I, excepto garajes de menos de 25 plazas.	Sin límite.
Las de quirófanos y salas de intervención.	Sin límite.
Las correspondientes a piscinas.	P>10 kW.
Instalaciones comunes de edificios de viviendas	P>100 kW.



**CERTIFICADO DE INSTALACION  
 ELECTRICA DE BAJA TENSION**

Dirección General de Industria,  
 Energía y Minas

D/D<sup>a</sup> .: ....., Instalador habilitado en  
 baja tensión en la categoría ..... y tipo ..... con número ....., por la  
 Comunidad Autónoma de ....., perteneciente a la  
 empresa instaladora ....., con N.I.F.:  
 ....., en la categoría ..... y tipo ..... con el número de inscripción  
 ....., de la Comunidad Autónoma de .....

En calidad de responsable de la ejecución de la instalación eléctrica de baja tensión relativa al  
 Proyecto /  Memoria Técnica de Diseño  
 Denominación de la instalación: .....

Grupo y tipo de instalación (según apartado 3.1 de la ITC-BT 04)  
 Grupo (a/b/c/d/e/f/g/h/i/j/k/l/m/n/o): .....  
 Tipo de instalación: .....  
 Promotor: ..... N.I.F.: .....  
 Titular final: ..... N.I.F.: .....  
 Emplazamiento de la instalación: .....  
 Localidad: ..... Municipio: ..... Código postal: .....

**CERTIFICA**

La referida instalación, ya acabada, ha sido ejecutada bajo mi supervisión, ajustándose al   
 Proyecto /  Memoria Técnica de Diseño redactado/a con fecha ..... por  
 D/D<sup>a</sup> .: .....  
 en calidad de  Técnico Titulado competente /  Instalador habilitado en baja tensión, de  
 categoría: ..... y tipo: ....., con las variaciones indicadas al dorso y, en su  
 caso, inspeccionada con resultado favorable, por el Organismo de Control  
 .....  
 con N.I.F.: ..... y número de inscripción .....

Se han cumplido todas las prescripciones exigidas en el Reglamento electrotécnico para baja  
 tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002 y sus instrucciones técnicas complementarias, y  
 en su caso, el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior,  
 aprobado por Real Decreto 1890/2008 y sus instrucciones técnicas complementarias y demás  
 reglamentación aplicable a este tipo de instalaciones.  
 Se han efectuado las verificaciones reglamentarias con resultado satisfactorio.  
 La instalación general tiene las siguientes características básicas:

- CUPS (20 caracteres): \_ \_ \_ \_ \_
- Tipo de local/Actividad: .....
- Tensión nominal de suministro:  Monofásica 230 V /  Trifásica 230/400 V /  Otra ..... V
- Nuevas instalaciones. Potencia total instalada o prevista (\*): ..... kW
- Ampliaciones/Modificaciones. Potencia total instalada o prevista (\*): ..... kW
  - Potencia que se amplía/modifica: ..... kW
  - Potencia antes de la ampliación/modificación ..... kW
- Resistencia de Tierra: ..... Ω
- Resistencia de Aislamiento: ..... Ω

(\* ) Prevista solo en el caso de edificios de viviendas, oficinas y/o locales comerciales.  
 (\*\* ) Especificar al dorso la relación de viviendas, oficinas y/o locales comerciales que  
 componen la instalación, así como el CUPS y las potencias reseñadas.  
 (\*\*\*) En el supuesto de instalaciones de generación, cumplimentar tabla al dorso.

En ..... a ..... de ..... de 20.....

Sello de la Empresa Instaladora habilitada

Firma del Instalador habilitado

**Relación de viviendas, oficinas y/o locales comerciales certificados**

CUPS (20 caracteres)	Identificación del local o vivienda (*)	Grado de electrificación (**)	Potencia eléctrica sin instalación térmica (kW)	Potencia eléctrica con instalación térmica (kW)(***)	Tensión (V)

**Notas:**

(\*): Indicar portal, escalera, planta, zona, pasillo, puerta, etc.

(\*\*): Básico: (B) / Elevado: (E).

(\*\*\*): Para poder contratar la potencia eléctrica total, es decir, incluyendo la potencia relativa a la instalación térmica, será necesario presentar a la empresa comercializadora el certificado de instalación de la instalación térmica diligenciado por la Dirección General de Industria, Energía y Minas, excepto en el caso de que la potencia de la instalación térmica sea inferior a 5 kW térmicos (2,2 kW eléctricos equivalen a 5 kW térmicos).

**Relación de equipos de generación de energía eléctrica**

Tecnología Generación	Número de Generadores	Modelo de generador	Potencia nominal generador (kW)	Potencia nominal total (kW)	Tensión generación (V)



**COITIRM**

Colegio Oficial de Ingenieros  
Técnicos Industriales de la  
Región de Murcia

## NOMBRAMIENTO DE COORDINADOR DE SEGURIDAD y SALUD

D. /D<sup>a</sup> , en representación propia o en nombre de , como , con domicilio en calle , localidad de , en la Provincia de  y de otra parte D. /D<sup>a</sup> , Ingeniero Técnico Industrial, con el número de colegiado  del Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de la Región de Murcia.

Que D. / D<sup>a</sup> , nombra COORDINADOR DE SEGURIDAD y SALUD, al I.Técnico Industrial D. /D<sup>a</sup> , de la obra y/o instalación , sita en la dirección de , a todos los efectos legales y ante los Organismos correspondientes.

Y para que así conste ante los organismos territoriales competentes, se firma la presente acta de nombramiento en , a , de  del año .

**Nota:** Este nombramiento es independiente del ACTA de aprobación del plan de seguridad y del acta de supervisión del documento de gestión preventiva de obra presentado por el contratista en los términos establecidos por el R.D. 1627/97 y disposiciones concordantes de la Ley 31/95 y del Reglamento aprobado por el R.D.39/97.

EL PROMOTOR

EL INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL



## Nombramiento de Director de obra/instalación

De una parte D. .... con D.N.I. nº ....., en representación de la mercantil: ....., con C.I.F. nº ..... y domicilio social en ....., y de otra parte D.....con D.N.I. nº ..... Y número de colegiado: ....., y domicilio en .....y. Técnico redactor del proyecto ..... sita en .....

ACUERDAN:

Nombrar a D. ...., colegiado del Colegio oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de la Región de Murcia, Director Facultativo para la ejecución de las Obras/instalaciones de .....

Lo que se indica a fin de que surta efectos ante el .....

Murcia, ..... de ..... , 20

Fdo.: El titular

Fdo.: El Director





## INICIO DE LAS OBRAS

En caso de que el Ingeniero Técnico Industrial, autor del presente proyecto hubiera asumido la obligación de llevar la dirección de obra, ésta no se producirá de forma automática, sino que será necesario:

- a) Que el promotor notifique por escrito al técnico autor del proyecto/ director de obra, que ha obtenido la correspondiente licencia administrativa, orden de ejecución o título habilitante que ampara la licitud del inicio de las obras proyectadas, conforme a la establecido en la Ley 13/2015, de 30 de Marzo, de Ordenación Territorial y Urbanística de la Región de Murcia.
- b) Que el promotor notifique por escrito al técnico la fecha de inicio de las obras.
- c) Que se levante la correspondiente acta de inicio firmada por el promotor y el técnico que asume la efectiva dirección de las obras.

El incumplimiento de cualquiera de los requisitos antes indicados, conllevará la extinción automática de la obligación asumida de llevar a cabo la Dirección Técnica, quedando el técnico exento de cualquier tipo de responsabilidad administrativa, urbanística, civil o penal **recogida en el artículo 282.2 de la Ley 13/2015, de 30 de marzo, de ordenación territorial y urbanística de la Región de Murcia**, que se pueda derivar como consecuencia del inicio o ejecución de las obras, sin su conocimiento e intervención efectiva.

En \_\_\_\_\_, a \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_



## **ACTA DE SUPERVISION DEL DOCUMENTO DE GESTION PREVENTIVA DE OBRA POR EL COORDINADOR DE SEGURIDAD DURANTE LA EJECUCION DE OBRA**

---

**OBRA:**

**LOCALIDAD Y SITUACIÓN:**

**PROMOTOR:**

**DIRECCIÓN FACULTATIVA (si existe):**

**CONTRATISTA, EMPRESA CONSTRUCTORA O TRABAJADOR AUTÓNOMO:**

**AUTOR DEL DOCUMENTO DE GESTION PREVENTIVA EN OBRA:**

**D.**

**INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD EN FASE  
DE EJECUCIÓN DE OBRA:**

**D.**

Por el Ingeniero Técnico Industrial que supervisa este acta, en su condición de coordinador de seguridad y salud en fase de ejecución de la obra reseñada en el encabezamiento, que ha recibido del representante legal de la Empresa Contratista, que asimismo ha quedado identificada, el Documento de Gestión Preventiva en obra, correspondiente a su intervención contractual de la misma.

Analizando el contenido del mencionado Documento de Gestión Preventiva en obra, que queda unido por copia a este Acta de supervisión, se hace constar:

- 1 Que el indicado Documento de Gestión Preventiva en obra ha sido redactado por la Empresa Constructora ( ..... ), y desarrolla la gestión preventiva y el desarrollo las actuaciones en obra, documento que ha sido redactado en los términos prevenidos en el R.D. 1627/97 y disposiciones concordantes de la Ley 31/95, de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y del Reglamento de Servicios de Prevención aprobado por el R.D. 39/97, de 17 de Enero.

El Documento de Gestión Preventiva en obra objeto de la presente Acta habrá de estar en la obra, en poder del Contratista o persona que le represente, a disposición permanente de la Dirección Facultativa, además de la del personal y servicios de prevención anteriormente reseñados, Inspección de Trabajo y Seguridad Social y de los Órganos Técnicos en esta materia de la Comunidad Autónoma.



**COITIRM**

Colegio Oficial de Ingenieros  
Técnicos Industriales de la  
Región de Murcia



El Documento de Gestión Preventiva en obra a que se refiere este Acta ha sido redactado por el contratista, empresa constructora o trabajador autónomo que se indica en la misma y para las fases de obra que asimismo se consignan. Caso de que el promotor, con posterioridad a este Acta, procediera a nueva contratación de alguna de esas fases de obra con otros constructores o contratistas, se comunicará este hecho al Coordinador de Seguridad por las fases de obra a ellos contratadas para su preceptiva aprobación.

En \_\_\_\_\_, a \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

**El Promotor o representante legal**

**El representante legal del  
Contratista y Constructor**

**El Coordinador de Seguridad y Salud  
Durante la Ejecución de la Obra**



**COITIRM**  
Colegio Oficial de Ingenieros  
Técnicos Industriales de la  
Región de Murcia



## FINALIZACION DE TRABAJOS DE COORDINACION DE SEGURIDAD Y SALUD

OBRA:

LOCALIDAD Y SITUACION:

PROMOTOR:

AUTOR DEL PROYECTO:

DIRECCION FACULTATIVA:

CONTRATISTA, EMPRESA CONSTRUCTORA O TRABAJADOR AUTONOMO:

FASE DE OBRA:

COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD EN FASE DE PROYECTO:

AUTOR DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD / ESTUDIO BASICO:

INGENIERO TECNICO INDUSTRIAL, COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD EN FASE DE EJECUCION DE OBRA:

Yo, D./D<sup>a</sup>

con DNI núm. , en posesión del título de Ingeniero Técnico Industrial y colegiado núm. en el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de la Región de Murcia, como Coordinador de Seguridad de la obra de referencia :

CERTIFICO

Que las tareas de coordinación de seguridad y salud de la ejecución de las obras reseñadas, así como mi intervención, han finalizado en fecha . Habiendo seguido la documentación del plan de seguridad y salud y las prescripciones indicadas en el RD 1627/97.

En , a de de 2. .

El promotor o representante legal

El coordinador de Seguridad y Salud  
En fase de ejecución.



**COITIRM**

Colegio Oficial de Ingenieros  
Técnicos Industriales de la  
Región de Murcia

## ACTA DE RECEPCION, CONFORMIDAD Y ENTREGA DE DOCUMENTACION

REUNIDOS

DON / DOÑA \_\_\_\_\_ Ingeniero Técnico Industrial  
colegiado nº: \_\_\_\_\_ y provisto de DNI número \_\_\_\_\_ en su calidad de director técnico.

DON/DOÑA \_\_\_\_\_ con DNI. núm.  
\_\_\_\_\_ que interviene en su propio nombre y derecho o en representación de  
\_\_\_\_\_ en su calidad de \_\_\_\_\_

**Ambas partes comparecientes se reconocen mutua capacidad para el otorgamiento de la presente ACTA DE RECEPCIÓN, CONFORMIDAD Y ENTREGA DE DOCUMENTACION, y por ello MANIFIESTAN:**

Que Don/Doña \_\_\_\_\_ ha llevado a cabo la dirección técnica relativa a la ejecución material de la \_\_\_\_\_ (obra/instalación/nave, etc.) \_\_\_\_\_ sita en \_\_\_\_\_, sobre la base del Proyecto Técnico elaborado por \_\_\_\_\_ (si es otro técnico especificar) \_\_\_\_\_, visado por el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de la Región de Murcia (y sus anexos) de fecha \_\_\_\_\_

Que Don/Doña \_\_\_\_\_ recepciona y acepta en su totalidad la \_\_\_\_\_ (instalación/nave/obra, etc.) \_\_\_\_\_ a plena conformidad, y declara expresamente, que previa revisión de la misma se ajusta a lo especificado en el proyecto/memoria, anexos y modificaciones aceptadas y ordenadas por el titular o en su caso por las Administraciones locales, autonómicas y estatales correspondientes; haciéndole entrega en este caso de la documentación técnica, que consiste en:

PROYECTO / MEMORIA

ANEXO

DIRECCIÓN OBRA / INSTALACIÓN

OTROS DOCUMENTOS

Que Don/Doña \_\_\_\_\_ asume desde este mismo momento las siguientes obligaciones:

- Mantener y conservar en perfecto estado la (instalación/obra/nave) \_\_\_\_\_
- Cumplir las disposiciones normativas vigentes y en concreto las reglamentaciones técnicas especificadas en el proyecto
- Asumir la vigilancia, custodia y control de la (instalación/obra/nave) \_\_\_\_\_
- Asumir la responsabilidad exclusiva por cualquier alteración, cambio, transformación, o manipulación que se pueda efectuar en la (instalación/obra/nave) \_\_\_\_\_ o en cualquiera de sus componentes o elementos que hayan sido objeto de la presente dirección técnica, con posterioridad a esta fecha.
- Notificar inmediatamente a la Administración competente en la materia cualquier cambio, alteración o variación que con posterioridad a esta fecha se introduzca en relación con lo ejecutado.

En conformidad lo firman y rubrican en el lugar y fecha arriba indicados

En \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20 \_\_\_\_\_

Fdo: (el/la titular)

Fdo: (el/la Técnico)

VISADO COLEGIAL.

---

## 7 BIBLIOGRAFÍA

Julián Cantos Serrano (2016). Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas.

Vicente Mascarós Mateo (2016), Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas.

IDAE y ENARGEN (2019). Guía profesional de tramitación del autoconsumo.

Huawei (2020). Manual del usuario SUN2000 - Series (100KTL, 110KTL, 125KTL)

IDAE (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

Código Técnico de la Edificación (2019). Documento Básico HE5.