

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN  
INGENIERÍA ENERGÉTICA SOSTENIBLE**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

***PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON  
EXCEDENTES, SOBRE CUBIERTA DE  
EDIFICIO DE OFICINAS EN ALGORTA,  
BIZKAIA.***

**Estudiante  
Director/Directora  
Departamento  
Curso académico**

*Gil Prádanos, Sofía  
González del Hoyo, Ion  
Ingeniería Energética  
2022/2023*



## **RESUMEN**

El TFM planteado es un proyecto de energía solar de autoconsumo con excedentes, conectado a red. Con el fin de ser una empresa rentable a largo plazo (y considerando que, para ello, debe ser sostenible) se han estudiado varias alternativas que permitan que el edificio de oficinas de estudio, con un consumo eléctrico moderado, pueda ser independiente energéticamente en un futuro próximo.

De todas las opciones posibles, se han priorizado dos de ellas: la primera sería una instalación de autoconsumo solar FV con almacenamiento por medio de baterías de segunda vida; la segunda, autoconsumo compartido, una opción de creciente demanda en la UE. Cualquiera de ellas permitiría que se minimizara a largo plazo el impacto directo de la volatilidad de los precios de la energía en la estabilidad de las empresas.

**Palabras clave:** autoconsumo, excedente, almacenamiento, energía solar fotovoltaica, economía circular, batería

## **ABSTRACT**

The proposed TFM is a self-consumption solar energy project with surplus, connected to the grid. For this reason and in order to be a profitable company in the long term (which implies that it must be sustainable), several alternatives have been studied to equip the Study office building, with a moderate electricity consumption, in a way that it can be electrically independent energetically in the near future.

Of all the possible options, two have been prioritized: the first one would be a solar PV self-consumption installation with storage through second-life batteries, the second option would be shared self-consumption, an option of growing demand in the EU. Either of these would allow the direct impact of volatile energy prices on business stability to be minimized in the long term.

**Key words:** self-consumption, surplus, storage, solar photovoltaic energy, circular economy, batteries.

## **LABURPENA**

Aurkeztutako MBL-a, sarera konektatutako soberakinak dituen autokontsumorako eguzki energia proiektua da. Hori dela eta, enpresa errentagarria izateko helburuarekin, eta horretarako jasangarria izan behar dela kontutan hartuta, alternatiba ezberdinak aztertu egin dira ikerketa-bulegoen eraikina, neurrizko kontsumoa izanda, etorkizun hurbilean independentea izan dadin energia elektrikoari dagokionez.

Aukera guztien artean, hurrengo biak lehenetsi egin dira: bigarren bizitzako baterien bidezko metatzedun autokontsumorako eguzki instalazio fotoboltaikoa, eta partekatutako autokontsumoa, EB-n gero eta eskaera handiagoa duen aukera.

Bietako edozeinek ahalbidetuko luke energiaren prezioen aldakortasunak enpresen egonkortasunean duen eragin zuzena epe luzera gutxitzea.

**Hitz gakoak:** autokontsumoa, soberakina, biltegitratzea, eguzki-energia fotovoltaikoa, ekonomia zirkularra, bateria.

# ÍNDICE

MEMORIA.....	4
1. MEMORIA.....	5
1.1 INTRODUCCIÓN.....	5
1.2 CONTEXTO .....	5
1.3 OBJETO Y ALCANCE DEL TRABAJO.....	6
1.4 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO .....	7
1.5 BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO .....	7
1.6 REGLAMENTACIÓN APLICABLE.....	7
1.7 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS .....	9
1.7.1 AUTOCONSUMO SIN ALMACENAMIENTO Y CONECTADO A RED DE 40 KW .....	9
1.7.2 AUTOCONSUMO COMPARTIDO SIN ALMACENAMIENTO.....	19
1.7.3 AUTOCONSUMO Y ALMACENAMIENTO CON BATERIAS DE SEGUNDA VIDA .....	22
2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	26
3. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD.....	41
4. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS.....	49
5. PRESUPUESTO .....	56
6. CONCLUSIONES.....	58
7. ANEXOS.....	60
8. BIBLIOGRAFÍA Y WEBS UTILIZADAS.....	67

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1. Características de los módulos JAM72S20-460/ MR

Tabla 2 Códigos LER aplicables a la instalación solar FV

## **LISTADO DE ILUSTRACIONES**

Ilustración 1: Foto de panel solar FV sobre elemento de sujeción en cubierta

Ilustración 2: Resultado PVGIS

Ilustración 3: Energía FV y radiación solar mensual

Ilustración 4: Producción de energía del sistema FV e irradiación mensual.

Ilustración 5: Localización del Polígono dónde se proyectará la instalación de autoconsumo compartido

Ilustración 6: Vista en planta de las cubiertas disponibles para instalar paneles solares FV

Ilustración 7: Modo de funcionamiento de una instalación fotovoltaica con almacenamiento

# LISTA DE ABREVIATURAS, NOMENCLATURA Y UNIDADES

## Símbolos o abreviaturas

Wp	Potencia pico, W
P	Potencia en W del campo generador fotovoltaico / Potencia nominal inversor
U	Tensión a máxima potencia en voltios del campo generador fotovoltaico
S	Sección del conductor en mm <sup>2</sup> .
$\rho$	Resistividad del cobre a 70°C = 2,0833·10 <sup>-2</sup> Ω·mm <sup>2</sup> /m.
E <sub>m</sub>	Producción eléctrica kWh
H(i) <sub>m</sub>	Suma media de la irradiación global kWh/m <sup>2</sup>
SD <sub>m</sub>	Desviación estándar de la producción eléctrica mensual kWh
G <sub>dm</sub> (0)	Valor medio y anual de la irradiación diaria sobre horizontal kWh
G <sub>dm</sub> (α, β)	Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/ (m.día)

## Acrónimos

TFM	Trabajo Fin de Máster
Solar FV	Energía solar fotovoltaica
UE	Unión Europea
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja tensión
GNL	Gas Natural Licuado
RCD	Residuos de construcción y demolición
RNP	Gestor de residuos no peligrosos

# MEMORIA

# 1. MEMORIA

## 1.1 INTRODUCCIÓN

El TFM planteado es un proyecto de energía solar de autoconsumo con excedentes, conectado a red. Con el fin de ser una empresa rentable a largo plazo (y considerando que, para ello, debe ser sostenible) se han estudiado varias alternativas que permitan que el edificio de oficinas de estudio, con un consumo eléctrico moderado, pueda ser independiente energéticamente en un futuro próximo. De todas las opciones posibles, se han priorizado dos de ellas: la primera sería una instalación de autoconsumo solar FV con almacenamiento por medio de baterías de segunda vida; la segunda, autoconsumo compartido, una opción de creciente demanda en la UE. Cualquiera de ellas permitiría que se minimizara a largo plazo el impacto directo de la volatilidad de los precios de la energía en la estabilidad de las empresas.

## 1.2 CONTEXTO

Desde el inicio de la Guerra entre Rusia y Ucrania<sup>1</sup>, el sistema energético de europeo se enfrenta a una crisis sin precedentes.

El suministro de gas ruso ha sido fundamental para la calefacción, los procesos industriales y la energía y éste se redujo más del 80% en 2022. Los precios mayoristas de la electricidad y el gas se multiplicaron hasta por 15 desde comienzos de 2021, con graves consecuencias para los hogares y las empresas.

Los gobiernos europeos decidieron aplicar un conjunto de políticas que mitigasen el aumento de los costos en los consumidores y las empresas.

Estas políticas incluyeron límites a los precios minoristas, tarifas reguladas, programas de apoyo para empresas con alto consumo energético y respaldo de capital o liquidez para empresas energéticas. Otro tipo de medidas buscaban estabilizar y reducir los precios mayoristas y garantizar la seguridad energética: políticas para incentivar el ahorro energético e incrementar la oferta.

La causa del gran aumento de los precios del gas en Europa es la reducción del suministro ruso. El gas natural licuado (GNL) es la primera opción de sustitución. El costo del GNL se duplicó desde la invasión rusa de Ucrania en febrero.

El incremento de los precios de la electricidad refleja el aumento de los precios del gas natural y la insuficiencia de la generación nuclear e hidroeléctrica, que ha tenido que ser complementada con energía de centrales de gas y carbón más costosas. Como resultado, la fuente de energía más cara que satisface la demanda en los mercados europeos de energía ha sido el gas.

La crisis energética es un reto que ningún Estado europeo puede afrontar por sí solo. El aumento de precios provocados por el conflicto y los altos costes de generación incentivarán el aumento de las energías renovables y el uso más eficiente de la electricidad.

En junio de 2022, España y Portugal adoptaron la “excepción ibérica”, que limitaba el precio del gas para generar electricidad. Esto limita el costo de la electricidad, ya que las centrales de gas suelen determinar el precio marginal. La política ha sido eficaz en la contención de los costos mayoristas de la electricidad en España y Portugal y ha ofrecido un incentivo a los productores ibéricos de energía eléctrica para utilizar más gas en la producción de electricidad. Aplicar de forma amplia el enfoque ibérico a la Unión Europea incrementaría probablemente los precios del gas en detrimento de los consumidores que utilizan directamente gas. Las industrias con un alto consumo de electricidad y de gas se distribuyen de forma desigual en la UE.

Una alternativa a los límites de precios podría ser la adopción de medidas para incrementar la oferta e incentivar el ahorro de energía.

La crisis energética es un reto que ningún Estado europeo puede afrontar por sí solo. La Unión Europea necesita alcanzar un gran pacto que establezca el curso de la política energética a nivel global. Las decisiones de hoy en materia de gestión del escaso abastecimiento determinarán el futuro del sistema energético de Europa. Es importante la integración y acelerar la inversión, para permitir que Europa supere esta crisis y avance en la transición hacia energías más limpias, renovables y más asequibles.

### **1.3 OBJETO Y ALCANCE DEL TRABAJO**

El presente Trabajo de Fin de Máster, TFM, tiene como objetivo principal analizar la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, con excedentes, conectada a Red. Posteriormente, se han estudiado y planteado varios objetivos parciales que se describirán a continuación:

- ✓ Maximización del espacio disponible en la cubierta de un edificio de oficinas para generación eléctrica de autoconsumo por medio de una instalación solar fotovoltaica.  
La instalación proyectada tiene 44,16 kWp instalados y 40 kW nominales a la salida de inversores.
- ✓ Recopila todos los datos técnicos y documentos necesarios para la obtención de las diferentes licencias administrativas, así como detallar todo lo necesario para la correcta ejecución de la instalación.
- ✓ Viabilidad de añadir a la instalación un método de almacenamiento de excedentes, con el fin de poder ser energéticamente independientes a corto plazo. Se estudiarán los diferentes métodos de almacenamiento existentes y se tomará la decisión del idóneo teniendo en cuenta parámetros técnico-económicos.

- ✓ En este proyecto solo se contempla la parte correspondiente a la instalación de Baja Tensión y terminará en el punto de conexión situado en el cuadro general de Baja Tensión de la instalación del titular, que se encuentra ubicado en el cuarto eléctrico del edificio. Se estudia una ampliación de la instalación, con puntos de recarga de vehículo eléctricos para uso industrial de la flota de coches de la empresa.
- ✓ Se analizarán diferentes opciones a largo plazo para obtener independencia energética.

#### **1.4 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO**

La instalación solar conectada a red tratada en esta memoria irá ubicada sobre la cubierta del edificio situada en Algorta, El edificio se encuentra en el Polígono Errotatxu, Grupo A, Pabellón 12, 48993 Getxo, Bizkaia.

El generador fotovoltaico irá sobre una estructura autoportante en la cubierta de dicha propiedad, la cual tiene una inclinación de 20° con la horizontal, y orientado con -37° de Azimut.

#### **1.5 BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO**

Los beneficios que aporta el trabajo son económicos y ecológicos para las empresas que se trasladen al edificio de oficinas de estudio y para la sociedad desde un punto de vista más amplio. Para que una empresa sea rentable, es importante el factor de sostenibilidad.

#### **1.6 REGLAMENTACIÓN APLICABLE**

- ✓ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- ✓ Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- ✓ Guía Técnica de aplicación del Reglamento de Baja Tensión.
- ✓ 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.
- ✓ Decreto 282/2002, de 3 de diciembre, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como de las acometidas, líneas directas e instalaciones de conexión de consumidores.
- ✓ Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política

Energética y Minas, por la que se establece el modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.

- ✓ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- ✓ Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- ✓ Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- ✓ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- ✓ Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.
- ✓ Normas Particulares de la compañía distribuidora donde se llevará a cabo el punto de conexión.
- ✓ Código Técnico de la Edificación (CTE).
- ✓ Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de octubre del 2002, publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético.
- ✓ Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- ✓ Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.
- ✓ 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.
- ✓ Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- ✓ Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas

disposiciones en el sector eléctrico.

- ✓ Pliego de condiciones técnicas IDAE PCT-C-REV - julio 2011
- ✓ 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.
- ✓ Ley 07/2022, de 8 abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- ✓ Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

## **1.7 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS**

Se han estudiado varias alternativas que garantizaran una opción lo más ecológica y rentable posible.

### **1.7.1 AUTOCONSUMO SIN ALMACENAMIENTO Y CONECTADO A RED DE 40 KW**

Según las necesidades actuales del edificio de oficinas y teniendo en cuenta que no se requerirán potencias industriales desmedidas en un futuro, se ha realizado un cálculo para el dimensionamiento de la instalación.

A continuación, se describirá la instalación planteada como solución principal de este estudio.

El generador fotovoltaico, generará una energía eléctrica con una potencia pico del campo fotovoltaico de 44,16 kWp y 40 kW nominal, que posteriormente será utilizada para autoconsumo de la propia instalación según Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

## **EDIFICACIONES E INSTALACIONES**

La instalación estará formada por 96 módulos solares fotovoltaicos de 460 Wp. Los módulos irán colocados en una estructura autoportante sobre la cubierta plana del edificio con una inclinación de 20° tal y como se muestra en la sección ocho, ver planos en ANEXOS.

El acoplamiento de la energía producida a la red de distribución se realizará mediante un inversor de 40 kW, cumpliendo con lo establecido en los Reales Decretos 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 y 244/2019, de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

## **INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y EQUIPOS INSTALADOS**

La instalación fotovoltaica se puede dividir en los siguientes elementos:

- Grupo generador fotovoltaico:
  - ✓ Módulos fotovoltaicos
  - ✓ Elementos de sujeción
- Inversor
- Línea eléctrica en BT (continua y alterna)
  - ✓ Conductores
  - ✓ Canalizaciones
- Protecciones
  - Incorporadas en el inversor
  - Protecciones adicionales
  - Puesta a tierra

### **GRUPO GENERADOR FOTOVOLTAICO**

#### **A) MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Para la instalación proyectada se han elegido módulos compuestos por células monocristalinas, en concreto el módulo JAM72S20-460/MR, de la marca JA SOLAR, con una garantía combinada de 12 años. En las tablas siguientes se resumen las principales características de dichos módulos:

<b>Características de los módulos</b>	<b>JAM72S20-460/MR</b>
<b>Potencia</b>	460 Wp
<b>Células</b>	Monocristalinas
<b>Rango de temperaturas de trabajo</b>	-40 a +85 °C
<b>Voltaje de circuito abierto (Voc)</b>	50,01 V
<b>Corriente de corto circuito (Isc)</b>	11,45 A
<b>Voltaje a Potencia Máxima (Vmp)</b>	42,13 V
<b>Corriente a Potencia Máxima (Imp)</b>	10,92 A
<b>Altura x Anchura x Profundidad</b>	2112 x 1052 x 35 mm

Tabla 1: Características de los módulos JAM72S20-460/MR

El generador fotovoltaico constará de 96 módulos de 460 Wp de potencia pico, elaborados con células monocristalinas de silicio, que irán dispuestos sobre la cubierta y con la misma orientación que se muestra en los planos, sureste.

El generador es una instalación en baja tensión, que comprende desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, en corriente continua, y por ello para su dimensionado, aplicará el REBT.



Ilustración 1: Foto de panel solar FV sobre elemento de sujeción en cubierta

## **B) ELEMENTOS DE SUJECIÓN**

Los paneles estarán inclinados respecto a la cubierta  $20^\circ$  con una estructura fabricada en aluminio. Como método de sujeción se utilizará tornillos rosca-chapas que unirán la estructura a la cubierta y tornillos auto taladrantes que unirán la estructura a las correas de la cubierta.

## **INVERSOR**

El inversor es un elemento indispensable en una instalación fotovoltaica conectada a red. Los paneles fotovoltaicos generan electricidad en corriente continua (CC), pero, para poder verter esta energía a la red tenemos que transformarla en corriente alterna (CA), con las características que la red imponga en cada caso, dependiendo del punto de conexión. En España la frecuencia de la red es de 50 Hz y el voltaje depende del punto de conexión.

El inversor elegido es de la marca HUAWEI, en concreto el modelo

SUN2000-40KTL-M3 con una potencia nominal de 40 kW. Se caracterizan por ser tecnológicamente muy avanzados y cumplir con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión según establece el 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.

Las principales características de los inversores se muestran en sus correspondientes fichas técnicas.

Estos inversores cumplen con todas las normas y directrices de seguridad aplicables:

- Mercado CE.
- Directiva EMC EN 61000\_6\_2 y EN 61000\_6\_3.
- Directiva de Baja Tensión EN 50178.
- Posibilidad de desconexión manual.
- Conforme a RD 1699/2011 y RD 900/2015

Protecciones:

- Contra polarización inversa de CC.
- Resistencia al cortocircuito de CA.
- Monitorización de la toma a tierra.
- Monitorización de red.
- Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal.
- Protección de clase I según IEC 62109-1.
- Categoría III de sobretensiones en AC. Y II en CC.
- Descargador de sobretensiones de CC: DPS tipo II.
- Sobre temperatura en el equipo.
- Protección Anti-isla.

El inversor se ubicará en el cuarto eléctrico del edificio junto a los los contadores de los diferentes puntos de suministro que comparten la presente instalación colectiva.

## **LÍNEA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN**

La línea eléctrica de Baja Tensión se divide en las siguientes partes:

- **Línea de continua:** Entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Por cada fila eléctrica (formada por los módulos conectados en serie) hasta el inversor, se realizará por bandeja perforada aislada por el exterior y rejiban por el interior.
- **Línea de alterna:** Entre el inversor hasta el punto de conexión se realizará por rejiban.

## A) CONDUCTORES

La instalación, cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1955/2000, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Se utilizará cable de cobre (Cu) flexible unipolar, con aislamiento XLPE 0,6/1KV y cubierta de RV-K (AS). La sección de cada tramo de cableado se dimensionará con la intención de minimizar las caídas de tensión en todos los tramos. Se debe asegurar que las pérdidas por caída de tensión de conexión sean inferiores al 1,5% entre la generación y el punto de conexión.

La longitud del cable instalado será la mínima que permita la correcta disposición de los paneles sobre la estructura sin sufrir esfuerzos en ningún punto. Todos los cables serán adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados, cumpliendo así la norma UNE 21123.

Según AENOR EA 0038, el cable de string será cable del tipo FOTOVOLTAICO ZZ-F, que es un cable destinado especialmente a usos fotovoltaicos cubierto con mezcla de compuesto reticulado con baja emisión de humo y gases corrosivos (ZZ) y conductor de cobre flexible para instalación móvil (F). Los conductores serán de cobre y se dimensionarán cumpliendo los siguientes criterios:

- Capacidad térmica
  - Entre módulos FV e inversor: según indica la ITC-BT19 del REBT y norma UNE 20.460-5-523:2004. La intensidad máxima admisible para el tipo de cable y sección elegida tiene que ser superior a la intensidad nominal que circula por dicho conductor.
  - Entre inversor y punto de conexión: según indica la ITC-BT40 del REBT y la norma UNE 20.460-5-523:2004. La intensidad máxima admisible para el tipo de cable y sección elegida tiene que ser superior al 125 % de la intensidad máxima que circula por dicho conductor.

- Caída de tensión máxima
  - Entre los módulos y el inversor (CC): **1,5%** atendiendo a la guía del IDAE.
  - Entre el inversor (generación) y punto de conexión: **1,5%** atendiendo al REBT, instrucción ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras en baja tensión.

La caída de tensión se ha estimado en función de la siguiente fórmula válida para corriente continua y alterna monofásica:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot P}{SU}$$

- P = Potencia en W del campo generador fotovoltaico.
- L = Longitud del conductor.
- U = Tensión a máxima potencia en voltios del campo generador fotovoltaico.
- S = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- ρ = Resistividad del cobre a 70°C = 2,0833 · 10<sup>-2</sup> Ω · mm<sup>2</sup>/m.

Para la parte de alterna trifásica la fórmula aplicable es:

$$\Delta V = \frac{\rho \cdot L \cdot P}{SU}$$

- P = Potencia nominal en W del inversor.
- L = Longitud del conductor.
- U = Tensión a máxima potencia en voltios (400 V para alterna trifásica).
- S = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- ρ = Resistividad del cobre a 70°C = 2,0833 · 10<sup>-2</sup> Ω · mm<sup>2</sup>/m.

Línea continua:

Entre los módulos y el inversor constará de dos conductores al aire por cada fila de módulos, que serán conducidos de forma separada uno correspondiente al polo positivo y otro al polo negativo, y mediante bandeja perforada aislada hasta llegar al inversor situado junto al cuadro general de protección de baja tensión de la instalación.

Los cálculos de sección se realizarán sobre el circuito más desfavorable siendo

éste el más alejado del inversor.

El conductor elegido será de cobre de  $6 \text{ mm}^2$  de sección con aislamiento ZZ-F 1,8KV. Para el conductor de protección equipotencial de las masas de las estructuras y los módulos se utilizará un conductor de cobre de  $6 \text{ mm}^2$  de sección. Para la canalización se seguirán las especificaciones de la ITC-BT-21.

Es una canalización fija en superficie que alberga los conductores de  $6 \text{ mm}^2$  hasta el inversor, según norma EN 61537:2001, y sección en base al número de conductores.

## **B) CANALIZACIONES**

Entre el inversor hasta el punto de conexión ubicado en el CGBT del titular, la canalización se realizará con rejiban. Existen dos tramos con configuraciones diferentes:

### Tramo entre el inversor de 40 kW y caja de protección fotovoltaica.

Se utilizará cable unipolar trenzado, compuesto por 5 conductores unipolares de cobre de  $35 \text{ mm}^2$  de sección con aislamiento XLPE 0,6/1KV y cubierta RZ1-K (R+S+T+N+TT). Las masas metálicas del inversor irán conectadas a tierra mediante el conductor de protección equipotencial que como mínimo tendrá una sección de  $35 \text{ mm}^2$  de sección.

### Tramo entre caja de protección fotovoltaica y punto de conexión

Se utilizará cable unipolar trenzado, compuesto por conductores de cobre de  $35 \text{ mm}^2$  de sección con aislamiento XLPE 0,6/1KV y cubierta RZ1-K (R+S+T+N+TT).

## **PROTECCIONES**

El diseño de la instalación fotovoltaica conectada a la red garantizará, por un lado, la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red. La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de

baja tensión.

### **Protecciones incorporadas en el Inversor**

El inversor lleva integradas las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, por lo que las maniobras automáticas de conexión-desconexión serán realizadas por éste.

El inversor cumple con los requisitos de Seguridad para personas y compatibilidad electromagnética marcados por las Directivas europeas: Directiva de Baja Tensión EN 50178, Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN

61000-6-3, Conforme al RD 1699/2011, por lo que el inversor puede llevar el marcado CE. Se desconecta automáticamente de la red cuando se da cualquiera de las siguientes circunstancias:

- ✓ La tensión de red es menor de 340 V o mayor de 460 V
- ✓ La frecuencia de red es menor de 48 Hz o mayor de 50,5Hz

El inversor dispone de protección contra sobretensiones tanto en la entrada como en la salida, protección contra polarización inversa, contra cortacircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento y contra sobre temperatura en el equipo.

Por lo tanto, se instalará un interruptor automático general en el cuadro de protección fotovoltaico para tres fases y neutro, con una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía eléctrica distribuidora en el punto de conexión siguiendo la norma UNE-EN 60947-2-400V. El inversor incluye, un descargador de sobretensión tanto para la parte de continua como la de alterna, conforme a la norma EN 61643-11 e IEC 61643-1.

El punto de conexión se realizará aguas abajo del interruptor general de baja tensión de la instalación del titular.

La instalación de puesta a tierra, según ITC-BT-18, será la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

La puesta a tierra conseguirá que en la instalación fotovoltaica y en el terreno próximo no aparezcan diferencias de potencial peligrosas. También permitirá el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica tanto de la sección de continua (módulos y estructura) como la de alterna (inversor) estarán conducidas a una única tierra. Esta conducción de protección se conectará a la tierra del edificio, siempre y cuando se garantice una tensión de contacto no superior a los 24 V al considerarse un local mojado. La puesta a tierra de protección de las masas metálicas para la parte de continua consistirá en la unión de todos los marcos metálicos de los módulos con la estructura soporte.

Además, la protección contra contactos indirectos se asegurará mediante la instalación de elementos de clase II o con doble aislamiento.

El sistema de distribución del neutro será del tipo TT en el cual el neutro de la instalación fotovoltaica que parte de los inversores discurrirá hasta el neutro del transformador y las masas de la instalación fotovoltaica irán conectadas a la tierra del edificio.

La tierra será independiente de la del neutro de la Red de distribución pública.

## **CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ESPERADA**

La Base de Datos de Radiación Solar de PVGIS ha servido para conocer los datos de radiación diaria media sobre plano horizontal y sobre plano inclinado 20° así como las pérdidas por sombreado del 14%. Para calcular el rendimiento Energético de la instalación, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- ✓ La dependencia de la eficiencia con la temperatura: se estima que la temperatura de la célula solar es 20°C mayor a la temperatura ambiente y el módulo fotovoltaico reduce su eficiencia en un 0,5% por cada grado que aumente la temperatura por encima de 25°C.
- ✓ La eficiencia del cableado: se estiman unas pérdidas del 5% debido a las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad, cubierta al aire libre con polvo en suspensión.

Los datos de la instalación son los siguientes:

- Latitud: 43,3506
- Longitud: -3,0094
- Data base de radiación: PVGIS-SARAH2

- Potencia nominal: 44,16 kWp
- Pérdidas del sistema: 14%
- Inclinación de los módulos: 20°
- Orientación (azimut) de los módulos: -37°

## ESTUDIO DE GENERACIÓN MEDIANTE PROGRAMA PVGIS

El estudio de generación se realiza por medio del programa PVGIS, y se obtienen los valores estimados de producción de energía y radiación para las diferentes orientaciones e inclinación de la cubierta existente. Para los 96 módulos de 460 Wp con 20° de inclinación y -37° Azimut:

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

### Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 43.319,-2.988  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH2  
 Tecnología FV: Silicio cristalino  
 FV instalado: 44.16 kWp  
 Pérdidas sistema: 14 %

### Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 20 °  
 Ángulo de azimut: -37 °  
 Producción anual FV: 48995.26 kWh  
 Irradiación anual: 1397.59 kWh/m<sup>2</sup>  
 Variación interanual: 1770.37 kWh  
 Cambios en la producción debido a:  
 Ángulo de incidencia: -3.25 %  
 Efectos espectrales: 1.3 %  
 Temperatura y baja irradiancia: -5.82 %  
 Pérdidas totales: -20.61 %

### Perfil del horizonte en la localización seleccionada

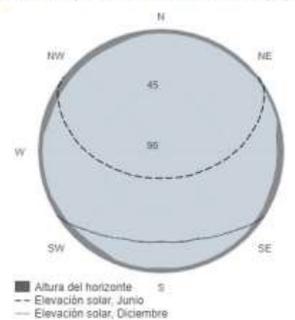


Ilustración 2: Resultado PVGIS

### Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	2191.1	60.6	318.6
Febrero	2839.6	77.9	561.5
Marzo	4124.6	115.0	687.2
Abril	4848.3	137.1	581.1
Mayo	5563.7	158.4	638.8
Junio	5470.9	159.3	427.9
Julio	5716.3	168.2	439.7
Agosto	5416.7	158.4	347.1
Septiembre	4707.8	135.7	301.3
Octubre	3595.8	102.0	366.0
Noviembre	2346.2	64.9	499.9
Diciembre	2174.3	60.1	381.3

E\_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)\_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

Ilustración 3: Energía FV y radiación solar mensual

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Ilustración 4: Producción de energía del sistema FV e irradiación mensual

La producción anual total de la instalación será aproximadamente de 48995,26 kWh.

### 1.7.2 AUTOCONSUMO COMPARTIDO SIN ALMACENAMIENTO

El autoconsumo es una de las medidas del Plan de ahorro y gestión energética aprobado por el Gobierno, en vigor desde 2022, con el objetivo de contener el gasto eléctrico.

La guerra en Ucrania y el miedo a un corte del suministro de gas ruso a Europa, obligó a los países miembros de la UE a buscar soluciones con las que ahorrar un 7%.<sup>3</sup>

Por ello, el autoconsumo contribuye al uso eficiente de la energía que Bruselas solicita y favorece el ahorro de los consumidores y su independencia energética. Estos son los motivos:

- ✓ **Al alcance de todos.** Con los precios de la luz disparados, el autoconsumo energético se posiciona como una modalidad más económica. Además del abaratamiento de los paneles solares, la inversión inicial por la instalación se amortiza y se recupera en un corto periodo de tiempo. En la modalidad de autoconsumo colectivo, varios consumidores pueden compartir gastos, por lo que

la inversión inicial también será menor.

A esto cabe añadir que las distintas posibilidades de financiación de las instalaciones, las ayudas Next Generation y las bonificaciones de IBI de hasta el 50% y del ICIO de hasta el 95%, son un incentivo para el autoconsumo energético.

- ✓ **Consumo inteligente.** Los paneles solares fotovoltaicos convierten la energía solar en electricidad y emplean la cantidad necesaria en para infinidad de usos: generar luz, producir agua caliente y calefacción, etc. Además, si se conectan a una instalación colectiva, la electricidad generada permite abastecer a otros elementos del edificio, ya sea para la iluminación de las zonas comunes o proveer de electricidad a los ascensores, entre otros.

- ✓ **Sostenible.** La energía solar es una energía limpia, verde, 100% renovable e inagotable que no genera CO2 ni ningún tipo de contaminación, por ello contribuye a cuidar el planeta al reducir su huella medioambiental.

El autoconsumo energético<sup>4</sup> es una tendencia al alza en España. Tras la aprobación del RD 244/2019, norma que simplificaron los procesos y las gestiones administrativas, la derogación del llamado “Impuesto al Sol” en 2018, el menor coste de estas instalaciones y el apoyo de instituciones y población en general a las energías renovables, el autoconsumo es una alternativa a los combustibles fósiles, gracias a su eficiencia, rentabilidad y respeto con el medio ambiente. Los consumidores ahorrarán en su factura y aportarán su granito de arena para hacer frente a la dependencia energética exterior y el cambio climático.

Un ejemplo muy claro es el municipio de Granollers (Barcelona)<sup>3</sup> y sus comunidades energéticas, logrando gran efectividad en términos de sostenibilidad ambiental y en la estabilidad de los costos energéticos para las empresas ubicadas en el polígono.

Según los datos de la consultora Schlaich Dauss, en 2020, las 14 empresas que formaban parte de esta iniciativa público-privada lograron ahorrar unos 80.000 euros implementando sistemas de generación de energía solar fotovoltaica para autoconsumo compartido, con la compra agregada de energía y el control de la climatización e iluminación.

Nuestro edificio de estudio se encuentra en 48994 Getxo (Algorta), Bizkaia. El objetivo a medio plazo es que todos los locales comerciales o empresas que se encuentran en él se adhieran a esta iniciativa.

La localización es la siguiente, ver imágenes en planta a continuación de la zona:

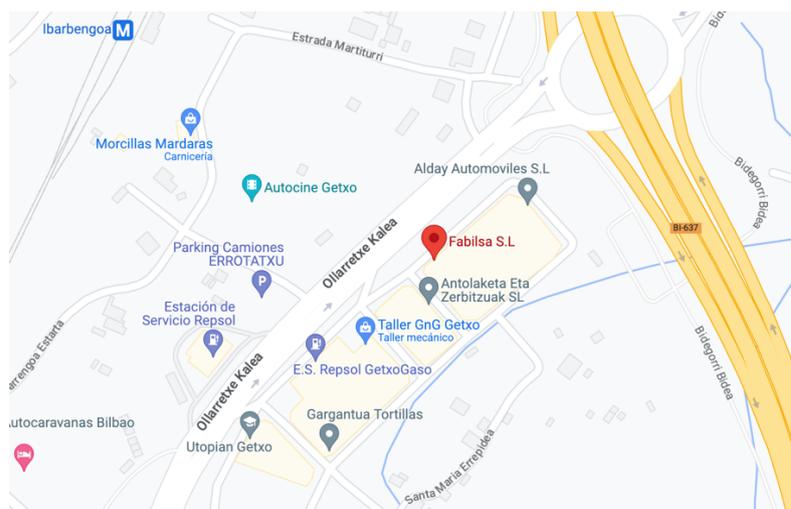


Ilustración 5 Localización del Polígono dónde se proyectará la instalación de autoconsumo compartido

La instalación de autoconsumo en el edificio de estudio de este presente TFM, proporcionará anualmente 48995,26 kWh, es decir, una media de 134,23 kWh.

La estimación que aporta un suministrador energético es su página web<sup>5</sup> dedicada a los autónomos y empresas, informa de que el gasto medio de luz en un local comercial se estima en 120kWh.

Para el cálculo, tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Sector de la actividad. Aspecto que más influyen en el gasto. La maquinaria empleada y el número de trabajadores son los factores que marcan la diferencia entre los diferentes sectores. Por ejemplo, una panadería o una peluquería siempre tienen una factura de luz más elevada que un comercio de frutas.
- ✓ Dimensiones. Los metros cuadrados que tenga el local inciden en el coste de la factura, afectan de forma directa a la cantidad de iluminación necesaria.
- ✓ Horarios. Si el local está abierto todo el día, consumirá más electricidad que uno con un horario más reducido.

Existen otras cuestiones relevantes, como, por ejemplo, la potencia o la tarifa contratada.

#### Cálculo medio de lo que consume un local:

- ✓ Potencia contratada. La potencia en los locales comerciales suele ser de, como máximo, 10 kW.
- ✓ Horas de uso: El local permanece abierto 12 horas al día. Por lo tanto,  $10 \text{ kWh} \times 12 \text{ horas} = 120 \text{ kWh}$ .
- ✓ Coste medio de la electricidad: 0,13 € por kWh (abril de 2023).
- ✓ Gasto diario:  $120 \text{ kWh} \times 0,13 = 15,60 \text{ €}$ .

Según este cálculo, el gasto medio mensual sería de 483,60 euros y el anual 5803,20.

La instalación proyectada es por lo tanto rentable en menos de 8 años (edificio de oficinas).

Teniendo en cuenta que los locales comerciales asentados en el polígono tienen consumos parecidos, Puede ser una solución interesante para muchos de ellos.



Ilustración 6 Vista en planta de las cubiertas disponibles para instalar paneles solares FV

### 1.7.3 AUTOCONSUMO Y ALMACENAMIENTO CON BATERIAS DE SEGUNDA VIDA

Se toma como ejemplo la instalación ubicada en MOI, plataforma de innovación de MAPFRE, descrita en la *revistacesvimap*.<sup>2</sup>

Esta empresa decide instalar en sus inmuebles paneles fotovoltaicos para abastecer su consumo eléctrico, evitando emisión a la atmosfera de CO<sub>2</sub> e incorporando el almacenamiento de la energía sobrante con baterías de segunda vida.

Las baterías proceden de vehículos eléctricos que has llegado al final de su vida útil, que son recuperadas. Hay empresas especializadas en evaluar el estado de salud y la capacidad remanente de las baterías, así como de transformar las baterías de vehículos en un sistema de almacenamiento las (Fuente: empresa pionera española, BeePlanet Factory S.L.

CESVIRECAMBIOS: DATOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO CON ALMACENAMIENTO	
<b>Instalación fotovoltaica</b>	
Nº de placas FV: 126 (monocristalinas, de 144 células)	
Potencia de cada placa FV: 450 Wp	
Potencia FV total instalada: 56,7 kWp	
Conexión campo FV: 5 strings de 15 placas (15s5p) y 3 strings de 17 placas (17s3p)	
Potencia total inversores: 53 kW (33 kW + 20 kW) trifásico	
<b>Instalación de almacenamiento</b>	
Capacidad total baterías: 100 kW·h (4 x 25 kW·h)	
Potencia total baterías: 100 kW (4 x 25 kW)	
Tensión nominal baterías: 720 V	
Tipo de baterías: ion de litio. Baterías de segunda vida procedentes de VE procesados en CESVirecambios	
Potencia del inversor de baterías: 100 kW trifásico	

Tabla 3: Datos técnicos de la instalación fotovoltaica de autoconsumo con almacenamiento

Las baterías de los vehículos eléctricos presentan diversas ventajas frente a otras para el almacenamiento de energía eléctrica combinada con fuentes renovables. La tecnología empleada para la fabricación de baterías de vehículos eléctricos es la más avanzada actualmente, ya que los requerimientos para su uso en automoción son mucho más exigentes que para otras aplicaciones: mayores demandas de potencia, mayores densidades de energía y mayores requisitos de seguridad.

En la instalación de almacenamiento, las baterías de segunda vida fabricadas son del tipo denominado de “alta tensión”. Con una tensión nominal de 720 V conseguimos que trabajen a bajas intensidades de carga y descarga (en comparación con sistemas tradicionales de baterías de plomo-ácido, que suelen trabajar a 48 V). Se asegura así, su larga vida al no someterlas a grandes peticiones -frente al uso para el que fueron diseñadas, la tracción de vehículos eléctricos.



Ilustración 7: Modo de funcionamiento de una instalación fotovoltaica con almacenamiento

La previsión de estas baterías de segunda vida es que puedan proporcionar unos 3000 ciclos en esta nueva aplicación; aproximadamente, unos 10 años adicionales de vida. Es decir, estas baterías han prestado su servicio como baterías de vehículos eléctricos durante 10 años. Pero ahora, con este nuevo uso, están en disposición de prestar otro tipo de servicio -menos exigente- durante 10 años más. Todo ello, sin consumir nuevos recursos para su fabricación. Cumple así la primera “R” de la economía circular: reducir.

Si a lo largo de este tiempo, alguno de los módulos falla, gracias al diseño modular de los sistemas de almacenamiento desarrollados por BeePlanet es posible reemplazar muy fácilmente sólo los módulos afectados, sin necesidad de sustituir la batería completa. También podemos aumentar la capacidad de almacenamiento total añadiendo, más armarios de baterías. No exigiría hacer modificaciones mayores en la instalación actual, así, podrá, en un futuro próximo, seguir reutilizando las baterías de más vehículos eléctricos que lleguen al final de su vida útil.

En el empleo de baterías de segunda vida hay que mantener ciertas precauciones, no todas las baterías de vehículos eléctricos se pueden utilizar en una segunda vida. Deben reunir una serie de requisitos que aseguren su seguridad funcional; también, mantener una capacidad remanente suficiente como para asegurar el funcionamiento del nuevo sistema de acumulación de energía durante un mínimo de años. Con el fin de conseguir esta seguridad e idoneidad en las baterías de segunda vida, CESVIMAP participa -desde hace más de un año- como miembro activo en el Comité Técnico de Normalización de UNE (CTN-UNE 203/SC 21). Establece así qué requisitos deben tener las baterías usadas procedentes de vehículos eléctricos para su empleo en aplicaciones de segunda vida.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad, incorporar sistemas de almacenamiento a una instalación de energía renovable permite aprovechar mejor esta infraestructura.

Esta estrategia está permitiendo alcanzar unas ratios de autoconsumo combinado -fotovoltaica + baterías- en los días no laborables en torno al 40%. Y los valores alcanzan el 90 % de autoconsumo combinando la fotovoltaica (consumo en tiempo real) con el almacenamiento (consumo en diferido o desacoplado).

Con esta iniciativa, esta empresa aplica en sus propias instalaciones medidas de economía circular y de consumo sostenible

Esta experiencia, es de interesante aplicación en nuestro caso de estudio dado que permitirá solventar los problemas de generación durante horas nocturnas o días menos soleados.

# PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

## **2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

### **2.1 OBJETO**

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. Define las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

### **2.2 GENERALIDADES**

Es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- ✓ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- ✓ 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 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión del Ministerio de Industria.
- ✓ 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.
- ✓ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- ✓ Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- ✓ Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- ✓ 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.

### 2.3 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

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

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla descrita a continuación:

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

Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

#### Diseño del sistema de monitorización

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

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

## **COMPONENTES Y MATERIALES**

### **Sistemas generadores fotovoltaicos**

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Este requisito no se aplica a los casos excepcionales del apartado 4.1.1.3.

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

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

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

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

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

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

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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

### **Estructura soporte**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado.

Se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el CTE.

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

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

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

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

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

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

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la el CTE para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida.

### **Inversores**

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia

de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

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

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

- ✓ Encendido y apagado general del inversor.
- ✓ Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.

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

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

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

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

### **Cableado**

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

### **Conexión a red**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

### **Medidas**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto

1699/2011 (artículo 18) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

### **Protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

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

### **Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

### **Armónicos y compatibilidad electromagnética**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 16) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## **RECEPCIÓN Y PRUEBAS**

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes,

conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber

superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

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

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

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de un mínimo de 8 años contados a partir de la fecha de la firma

del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a

subsananlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## **CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA**

Se definirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación. Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

### **G<sub>dm</sub>(0).**

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m · día), obtenido del Instituto Nacional de Meteorología Organismo autonómico oficial

### **G<sub>dm</sub>(α,β).**

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m · día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.

## **Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR**

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta la dependencia de la eficiencia con la temperatura, la eficiencia del cableado, las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

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

Donde:

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador

$$G_{CEM} = 1 kWh / m^2$$

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador  $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$ , orientado al Sur ( $\alpha = 0^\circ$ ) e inclinado  $35^\circ$  ( $\beta = 35^\circ$ ).  
mp

Mes	$G_{dm} = (0)$ kWh/(m <sup>2</sup> ·día)	$G_{dm} = (\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ)$ kWh/(m <sup>2</sup> ·día)	PR	$E_p$ (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
<i>Promedio</i>	4,51	4,96	0,794	3,94

## MEDIDA DE POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco

se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

## PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

- 1.1. Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
  - célula solar calibrada de tecnología equivalente.
  - termómetro de temperatura ambiente.
  - multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
  - pinza amperimétrica de CC y CA.
- 1.2. El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 1.3. Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de  $\pm 2$  horas alrededor del mediodía solar.
- 1.4. Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 1.5. Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es  $P_{cc, inv}$ .
- 1.6. El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 1.7. La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.
- 1.8. Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.
- 1.9. Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$  Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

$L_{cab}$  Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelos si hay, etc.

$E$  Irradiancia solar, en  $W/m^2$ , medida con la CTE calibrada.  $g$   
Coeficiente de temperatura de la potencia, en  $1/^\circ C$ .

$T_c$  Temperatura de las células solares, en  $^\circ C$ .

$T_{amb}$  Temperatura ambiente en la sombra, en  $^\circ C$ , medida con el termómetro.

TONC Temperatura de operación nominal del módulo.  $P_o$

Potencia nominal del generador en CEM, en  $W$ .

$R_{to, var}$  Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

$L_{tem}$  Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término

$[1 - g (T_c - 25)]$  por  $(1 - L_{tem})$ .

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol})(1 - L_{dis})(1 - L_{ref}) \quad (4)$$

$L_{pol}$  Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

$L_{dis}$  Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

$L_{ref}$  Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término  $L_{ref}$  es cero.

1.10. Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

1.10.1. Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

1.10.2. Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
$L_{cab}$	0,02	0,02	(1)
$g$ (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
$L_{tem}$	0,08	–	(2)
$L_{pol}$	0,03	–	(3)
$L_{dis}$	0,02	0,02	–
$L_{ref}$	0,03	0,01	(4)

(\*) Al mediodía solar  $\pm 2$  h de un día despejado. (\*\*) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

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

L es la longitud de todos los cables en cm.

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

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0

% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando están sucios.

- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar ( $\pm 2$  h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV.
- (5) Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

# ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD

### 3 ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD

El Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por lo tanto, hay que comprobar que se dan todos los supuestos siguientes:

- a) El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es **inferior** a 450.759,08 €. 
$$PEC = PEM + \text{Gastos Generales} + \text{Beneficio Industrial} + 21 \% \text{ IVA} = 48153,49 \text{ €}.$$
 Donde PEM = Presupuesto de Ejecución Material.
- b) La duración estimada de la obra no es superior a 30 días o no se emplea en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.  
Plazo de ejecución previsto = 5 días  
Nº de trabajadores previsto que trabajen simultáneamente = 5 trabajadores
- c) El volumen de mano de obra estimada es inferior a 500 trabajadores-día (suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra).  
Nº de trabajadores-día = 25
- d) No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Como no se da ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1.997 se redacta el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

#### 3.1 OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

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

- Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.
- La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias. Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones

técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas

- Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

## **DATOS DEL PROYECTO DE OBRA**

**Tipo de Obra:** Instalación Solar Fotovoltaica conectada a Red de 44,16 kWp de potencia instalada y 40 kW de potencia nominal.

**Situación:** Sobre cubierta de edificio existente

**Población:** Algorta (Bizkaia)

**Promotor:** No definido

**Proyectista:** Sofía Gil Prádanos

**Coordinador de Seguridad y Salud en fase de proyecto:** Sofía Gil Prádanos

**Coordinador de Seguridad y Salud en fase de ejecución de obra:** No definido.  
Designado por el promotor de la obra.

### **3.2 NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES EN LA OBRA**

- ✓ Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- ✓ Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- ✓ Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- ✓ Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- ✓ Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- ✓ Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención. Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- ✓ Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
  
- ✓ Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).

- ✓ Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados.

### 3.3 IDENTIFICACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS

La instalación se montará sobre la cubierta del edificio existente. Estará formada por una estructura de aluminio, como método de sujeción se utilizará tornillos rosca-chapas que unirán la estructura a la cubierta sobre la que se colocarán los módulos fotovoltaicos, el sistema eléctrico de conexionado y los elementos de protección y control. A continuación, se describirán los riesgos asociados y le prevención de los trabajos a realizar:

#### A) Montaje de estructuras

Este trabajo comprende las labores de montaje de la estructura de aluminio que servirá de soporte para los módulos fotovoltaicos sobre cubierta plana y cuya máxima altura es de 12 metros.

RIESGOS EVITABLES	MEDIDAS TÉCNICAS PARA EVITARLOS
Atropellos y colisiones por falta de visibilidad en caso de niebla	Se paralizarán las obras en caso de niebla.
Riesgo de electrocución por caída de rayo	Paralización de la obra en caso de aparición de tormenta con aparato eléctrico.
Riesgo de incendio de la maquinaria por fallo de la propia máquina, por caída de rayo o provocado intencionadamente por extraños a la obra	Disponer de extintor en la zona de trabajo. Trabajar con máquina en buenas condiciones de funcionamiento. Paralizar los trabajos en caso de tormenta eléctrica y mantener la zona despejada de maleza y/o productos inflamables alrededor de la máquina.
Riesgo de caídas al mismo nivel o a distinto nivel por deslizamientos en la cubierta	Se paralizará la obra en cubierta en caso de mal estado de esta o de que soplen vientos superiores a 60 km/h, heladas, lluvia o nieve.
Caídas a distinto nivel	Uso de escaleras y andamios auxiliares adecuados y normalizados. Uso de plataforma elevadora. Se dispondrá de línea de vida, un alambre de forma longitudinal en la cumbre de la cubierta sujeto adecuadamente a ella, para el anclaje de los arneses de seguridad de los trabajadores. El trabajador que efectúe la colocación de esta línea de vida deberá ir atado mediante un arnés de seguridad a la plataforma elevadora. En todo momento de trabajo en la cubierta será

	obligatorio el uso del cinturón de seguridad, correctamente anclado a la línea de vida. Será obligatorio el uso de calzado antideslizante en todo momento
Caídas al mismo nivel	Mantener limpia y despejada la zona de trabajo. Dependiendo del volumen de escombros que se genere se instalarán trompas o contenedores pequeños para recoger la basura generada.
Caídas de objeto sobre operarios o de los materiales transportados	Limpieza de la zona de trabajo. Limitar los accesos a la obra. Balizamiento de las zonas potencialmente peligrosas. Uso de casco de seguridad. Las labores de transporte, carga y descarga se realizarán con vehículos adecuados y siempre utilizando elementos de enganche que no dañen el material. Los materiales para transportar serán embalados correctamente. La zona de trabajo sin desniveles acusados, ni baches. Uso de guantes, botas, casco de seguridad y ropa de trabajo.
Agentes naturales: lluvia, niebla, calor excesivo	Suspensión de los trabajos en caso de niebla y/o lluvia fuerte. En caso de calor excesivo, mantener el nivel de hidratación. Con lluvias, utilizar traje de agua.

## RESUMEN DE LAS PROTECCIONES INDIVIDUALES

- Se utilizará ropa de trabajo visible, funda o similar.
- chaleco reflectante.
- Casco protector.
- Cinturón o arnés de seguridad.
- Traje de agua.
- Botas de seguridad.
- Guantes.
- Gafas de seguridad.
- Pantalla de soldador.
- Mascarilla antipolvo.
- Protectores auditivos.
- Cinturón anti-vibraciones.

- Protector lumbar.

#### RESUMEN DE LAS MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS

- Se paralizarán las obras en caso de niebla, lluvia copiosa, tormenta eléctrica o vientos superiores a 60 km/h.
- Se paralizarán las obras en caso de mal estado de la superficie de la cubierta.
- Se mantendrá limpia y despejada la zona de trabajo.
- Se limitará el acceso a la obra.
- Se dispondrá de extintor en la zona de trabajo.
- Habrá señalización acústica de marcha atrás en máquinas y camiones.
- Se mantendrán los vehículos o máquinas en perfectas condiciones para trabajar.
- Se balizará las zonas potencialmente peligrosas.
- Se marcará la obra con señales de limitación de velocidad y advertencia de peligro de proximidad de obras.
- Se dispondrá de agua y bebidas isotónicas.
- Se embalarán correctamente los materiales antes de su transporte a la obra.
- Las herramientas y/o máquinas serán utilizadas por personas que sepan manejarlas.
- Las labores de transporte, carga y descarga se realizarán con vehículos adecuados a la carga y siempre utilizando elementos de enganche que no dañen el material.
- Los elementos prefabricados o montados en taller serán dispuestos de manera que puedan ser transportados sin excesiva dificultad hasta la obra.
- La disposición de la carga en el vehículo durante el transporte y almacenaje se realizará con especial atención a efecto de evitar golpes y/o pandeos del material.
- Se utilizarán carros y carretillas para transportes cortos.

- Se reducirá al mínimo la permanencia en altura de los trabajadores, para ello se realizará a nivel del suelo el mayor número posible de acoples necesarios.
- Se dispondrá una malla de retención a lo largo del borde más bajo de la cubierta con objeto de evitar caídas de material a distinto nivel. Además, la herramienta manual utilizada estará dentro de cestos o contenedores dispuestos para tal fin, retornándose a su sitio una vez utilizada.
- Se tenderá un cable de acero correctamente anclado a la cubierta en su parte más alta que asegure una perfecta sujeción de los arneses de seguridad de los trabajadores.

## **B) Instalación eléctrica**

Conexión de los paneles fotovoltaicos, colocación de los cuadros eléctricos con todos los elementos de protección y control, inversor para el acoplamiento a la red y puesta a tierra de los distintos elementos.

Los riesgos y medidas técnicas para evitarlos son los mismos que los descritos en el apartado A. Los específicos se describen a continuación:

- El montaje de los aparatos eléctricos será realizado por personal especialista.
- Las herramientas utilizadas por los electricistas instaladores estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos eléctricos.
- Se establece 48 V como nivel de tensión de seguridad personal, tanto en el lado de continua como en el de alterna. En los circuitos con tensión superior a la de seguridad personal, no se manipulará un conductor activo mientras el otro conductor activo esté accesible y no conectado o protegido.
- La exposición de las células de un módulo fotovoltaico a la luz provoca la aparición de tensión en sus terminales. Para evitarlo, se puede apoyar el módulo boca abajo (sobre una superficie adecuada) o cubrir completamente la superficie de captación con algún elemento opaco, como un cartón o una manta (no utilizar plásticos para esta función).

- Los elementos y materiales que forman parte de la instalación serán de Clase II.
- El sistema de corriente continua tendrá ambos polos aislados de tierra. Esta configuración supone en sí misma, un elevado nivel de protección ya que en el contacto involuntario de una persona con una parte activa, la corriente que circula a tierra a través suya es únicamente la corriente capacitiva determinada por la capacidad entre la instalación y tierra, corriente que suele alcanzar muy pocos miliamperios.
- La estructura soporte, y con ella los módulos fotovoltaicos, se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas.

### C) Trabajos posteriores de mantenimiento

El apartado 3 del Artículo 6 del Real Decreto 1627/1.997 establece que en el Estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones para efectuar trabajos posteriores de mantenimiento de la instalación fotovoltaica, en las debidas condiciones de seguridad y salud.

<b>RIESGOS EVITABLES</b>	<b>MEDIDAS TÉCNICAS PARA EVITARLOS</b>
Riesgo de electrocución por caída de rayo	Paralización del mantenimiento de la instalación en caso de aparición de tormenta con aparato eléctrico.
Riesgo de incendio de la maquinaria por fallo de la propia máquina, por caída de rayo o provocado intencionadamente por extraños a la obra	Disponer de extintor en la zona de trabajo. Trabajar con máquina en buenas condiciones de funcionamiento. Paralizar los trabajos en caso de tormenta eléctrica. Mantener la zona despejada de maleza y/o productos inflamables alrededor de la máquina.
Riesgo de caídas al mismo nivel o a distinto nivel por deslizamientos en la cubierta	Se paralizará la obra en cubierta en caso de mal estado de esta. Se paralizará la obra en cubierta en caso de que soplen vientos superiores a 60 km/h, o en caso de heladas, lluvia o nieve.

# **ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS**

## 4 ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

De acuerdo con la Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición y el Decreto 112/2012, de 26 de junio, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición de la Consejería de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca de la Comunidad Autónoma del País Vasco, se presenta el presente Estudio de Gestión de Residuos de Construcción y Demolición con el siguiente contenido:

- ✓ Identificación de los residuos
- ✓ Estimación de la cantidad que se generará (en Tn y m3)
- ✓ Medidas de segregación “in situ”
- ✓ Previsión de reutilización en la misma obra u otros emplazamientos
- ✓ Destino previsto para los residuos.
- ✓ Instalaciones para el almacenamiento, manejo u otras operaciones de gestión.
- ✓ Valoración del coste previsto para la correcta gestión de los RCDs, que formará parte del presupuesto del proyecto.

### IDENTIFICACIÓN DE LOS RESIDUOS A GENERAR

La identificación de los residuos a generar, se codifican con arreglo a la Lista Europea de Residuos publicada por Orden MAM/304/2002 de 8 de febrero o sus modificaciones posteriores, así como la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 (2014/955/UE) por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, aplicable desde el 1 de junio de 2015. Ref. (Ref. DOUE- L-2014-83791)

A este efecto del Decreto 112/2012 de la Comunidad Autónoma del País Vasco se identifica la segregación de residuos de construcción y demolición procedentes de la obra tal y como se especifica en el Artículo 8 y de acuerdo con las cantidades mínimas exigibles recogidos en el

## ANEXO I:

<b>Descripción</b>	<b>t mínimas según RD 105/2008</b>	<b>t mínimas según Decreto 112/2012</b>	<b>LER</b>
Hormigón	80,00 t	10 t	LER 17 01 01
Ladrillos, tejas, cerámicos	40,00 t	10 t	LER 17 01 02 LER 17 01 03
Metales	2,00 t	Siempre	LER 17 04
Madera	1,00 t	Siempre	LER 17 02 01
Vidrio	1,00 t	0,25 t	LER 17 02 02
Plásticos	1,00 t	Siempre	LER 17 02 03
Papel y cartón	1,00 t	0,25 t	LER 15 01 01
Yeso	--	Siempre	

Teniendo en cuenta que hay dos categorías de Residuos de Construcción y Demolición (RCD):

RCDs de Nivel I.- Residuos generados por el desarrollo de las obras de infraestructura de ámbito local, siendo resultado de los excedentes de excavación de los movimientos de tierra generados en el transcurso de dichas obras. Se trata, por tanto, de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación.

RCDs de Nivel II.- Residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción, de la demolición, de la reparación domiciliaria y de la implantación de servicios.

Son residuos no peligrosos que no experimentan transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas.

Los residuos inertes no son solubles ni combustibles, ni reaccionan física ni químicamente ni de ninguna otra manera, ni son biodegradables, ni afectan negativamente a otras materias con las que entran en contacto de forma que puedan dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. Se contemplan los residuos inertes procedentes de obras de construcción y demolición, incluidos los de obras

menores de construcción y reparación domiciliaria sometidas a licencia municipal o no.

Los residuos a generados serán tan solo los marcados a continuación de la Lista Europea establecida en la Orden MAM/304/2002 así como la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 (2014/955/UE) por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, aplicable desde el 1 de junio de 2015. Ref. (Ref. DOUE-L-2014-83791). No se considerarán incluidos en el cómputo general los materiales que no superen 1m<sup>3</sup> de aporte y no sean considerados peligrosos y requieran por tanto un tratamiento especial.

A los efectos del cálculo del volumen de residuos generados se ha estimado en función de la instalación solar fotovoltaica, es decir, número de módulos, inversores, material eléctrico, herrajes, etc.

### **ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE CADA TIPO DE RESIDUO**

La estimación de la cantidad de cada tipo de residuo que se generará en la obra, en toneladas y metros cúbicos.

Teniendo en cuenta que los trabajos de la obra conllevan las siguientes fases de ejecución:

FASE 1. Obra civil:

- ✓ Preparación de los terrenos
- ✓ Hincado de los paneles fotovoltaicos

FASE 2. Montaje:

- ✓ Montaje mecánico
- ✓ Montaje eléctrico
- ✓ Instalación de instrumentos

FASE 3: Pruebas y Puesta en Marcha.

Hay que destacar las siguientes consideraciones para la minimización

de generación de residuos:

- El terreno sobre el que se implantará la planta tiene una orografía adecuada, por lo que no hará falta realizar movimiento de tierras para la explanación minimizando la gestión de estas.
- El sistema de hincado de perfiles metálicos para sustentar las estructuras de los paneles fotovoltaicos no precisa de cimentaciones de hormigón.

En base a estos datos, los aportados por el Estudio de Gestión de residuos del proyecto, los datos del Plan Nacional de RCD, la estimación completa de residuos en la obra es:

<b>Estimación de residuos</b>		
Superficie afectada por la obra	212	m <sup>2</sup>
Espesor de capa	0	m
Volumen de residuos	0,1872	m <sup>3</sup>
Densidad tipo (entre 1,5 y 0,5 T/m <sup>3</sup> )	0,6875	T/m <sup>3</sup>
Toneladas de residuos	0,129	T
<b>Estimación de volumen de tierras procedentes de la excavación</b>		
Estimación de volumen de tierras procedentes de la excavación	0	m <sup>3</sup>
<b>Presupuesto de ejecución material de la obra.</b>		
Presupuesto ejecución material de la obra.	39.796,27	€
Presupuesto gestión de residuos	50,00	€
<b>Presupuesto de excavación de tierras en proyecto.</b>		
Presupuesto de excavación de tierras en proyecto.	0	€

Con el dato estimado de RCDs por metro cuadrado de construcción y en base a los estudios realizados por la Comunidad del País Vasco de la composición en peso de los RCDs que van a sus vertederos plasmados en el Plan Nacional de RCDs 2001-2006, se consideran los siguientes pesos y volúmenes en función de la tipología de residuo:

<b>A.1.: RCDs Nivel II</b>				
		Tn	d	V
Evaluación teórica del peso portipología de RDC		Toneladas de cada tipo de RDC	Densidad tipo (entre 1,5 y 0,5)	m <sup>3</sup> Volumen de Residuos
<b>1. TIERRAS Y PÉTROS DE LA EXCAVACIÓN</b>				
Tierras y pétreos procedentes de la excavación estimados directamente desde los datos de proyecto		0,00	1,00	0,00
<b>A.2.: RCDs Nivel II</b>				
	%	Tn	d	V
Evaluación teórica del peso portipología de RDC	% de peso	Toneladas de cada tipo de	Densidad tipo (entre 1,5 y 0,5)	m <sup>3</sup> Volumen de Residuos
<b>RCD: Naturaleza no pétreo</b>				
1. Asfalto	2,15	0,00	1,3	0,00
2. Madera	6,75	0,08	0,6	0,133
3. Metales	5,08	0,00	1,5	0,00
4. Papel y cartón	2	0,046	0,9	0,0511
5. Plástico	4,63	0,0025	0,9	0,00278
6. Vidrio	0,38	0,00	1,5	0,00
7. Yeso	12,78	0,00	1,2	0,00
<b>TOTAL, estimación</b>	<b>33,77</b>	<b>0,129</b>	<b>0,687</b>	<b>0,1872</b>
<b>RCD: Naturaleza pétreo</b>				
1. Arena Grava y otros áridos	3,8	0,00	1,5	0,00
2. Hormigón	5,25	0,00	1,5	0,00
3. Ladrillos, azulejos y otros cerámicos	51,78	0,00	1,5	0,00
4. Piedra	2,5	0,00	1,5	0,00
<b>TOTAL, estimación</b>	<b>63,33</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>
<b>RCD: Potencialmente peligrosos y otros</b>				
1. Basuras	0,5	0,00	0,9	0,00
2. Potencialmente peligrosos y otros	2,4	0,00	0,5	0,00
<b>TOTAL, estimación</b>	<b>2,9</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>

## PREVISIÓN DE OPERACIONES DE REUTILIZACIÓN

La previsión de operaciones de reutilización en la misma obra o en emplazamientos externos

Según la Lista Europea de Residuos (LER) (2014/955/UE, de 18 de diciembre de 2014, por la que se modifica la decisión 2000/532/CE sobre la lista de residuos) los residuos se clasifican mediante códigos de seis cifras denominados códigos LER. En el caso de los residuos que se van a generar:

2.MADERA			
17 02 01	Madera	Reciclado	Gestor autorizado RNPs
4. PAPEL			
20 01 01	Papel	Reciclado	Gestor autorizado RNPs
5. PLÁSTICO			
17 02 03	Plástico	Reciclado	Gestor autorizado RNPs
20 01 39	Plástico (fracciones recogidas selectivamente excepto las especificadas en el subcapítulo 15 01)		

Tabla 2 Códigos LER aplicables a la instalación solar FV

Los residuos generados de papel, cartón, plástico y madera serán tratados por un gestor autorizado de RNPs y el destino de estos serán sus instalaciones habilitadas para ello.

# PRESUPUESTO

## 5 PRESUPUESTO

El presupuesto del Proyecto de la instalación fotovoltaica conectada a la red es el siguiente:

N.º PARTIDA	CONCEPTO/ DESCRIPCIÓN	UNIDADES	PRECIO UNITARIO	TOTAL
001	MÓDULOS FV: JA SOLAR, MODELO JAM72S20- 460 MR, POTENCIA 460 Wp	96	177,87 €	17.075,20 €
002	INVERSORES Y BATERIAS: HUAWEI SUN2000-40KTL- M0	1	4.266,67 €	4.266,67 €
003	MATERIAL ELÉCTRICO: PARTIDA COMPUESTA POR CABLEADO, CANALIZACIONES, CAJAS DE CONEXIÓN, DISTRIBUCIÓN, PROTECCIONES, FUSIBLES Y PEQUEÑO MATERIAL	1	3.532,80 €	3.532,80 €
004	ESTRUCTURA: PARTIDA COMPUESTA POR ANCLAJES DE FIJACIÓN A CUBIERTA CON PLACAS DE SELLADO, ESTRUCTURA DE ALUMINIO ANONIZADO, GRAPAS DE UNIÓN EN ALUMINIO ANONIZADO Y TORNILLERÍA EN ACERO INOXIDABLE	1	4.121,60 €	4.121,60 €
005	SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL	1	800,00 €	800,00 €
006	COSTES DE PERSONAL EN HORAS Y MAQUINARIA:	1	10.000,00 €	10.000,00 €
	MANO DE OBRA Y PUESTA EN MARCHA	1	5.632,00 €	5.632,00 €
	INGENIERÍA	1	2.160,00 €	2.160,00 €
	LEGALIZACIÓN	1	1.408,00 €	1.408,00 €
	MAQUINARIA ELEVADORA	1	800,00 €	800,00 €
	<b>TOTAL GENERAL IVA NO INCLUIDO</b>			<b>39.796,27 €</b>

# CONCLUSIONES

## 6 CONCLUSIONES

La solución dispuesta y estudiada a lo largo de este Trabajo Fin de Máster cumple los requisitos y objetivos iniciales del mismo. Es una instalación viable y rentable económicamente en un plazo menor de 10 años, superior a la vida útil de los elementos instalados en ella. Tras analizar diferentes soluciones para conseguir una independencia energética, la mejor opción sería la generación por medio de una instalación solar fotovoltaica con almacenamiento de excedentes mediante baterías de segunda vida.

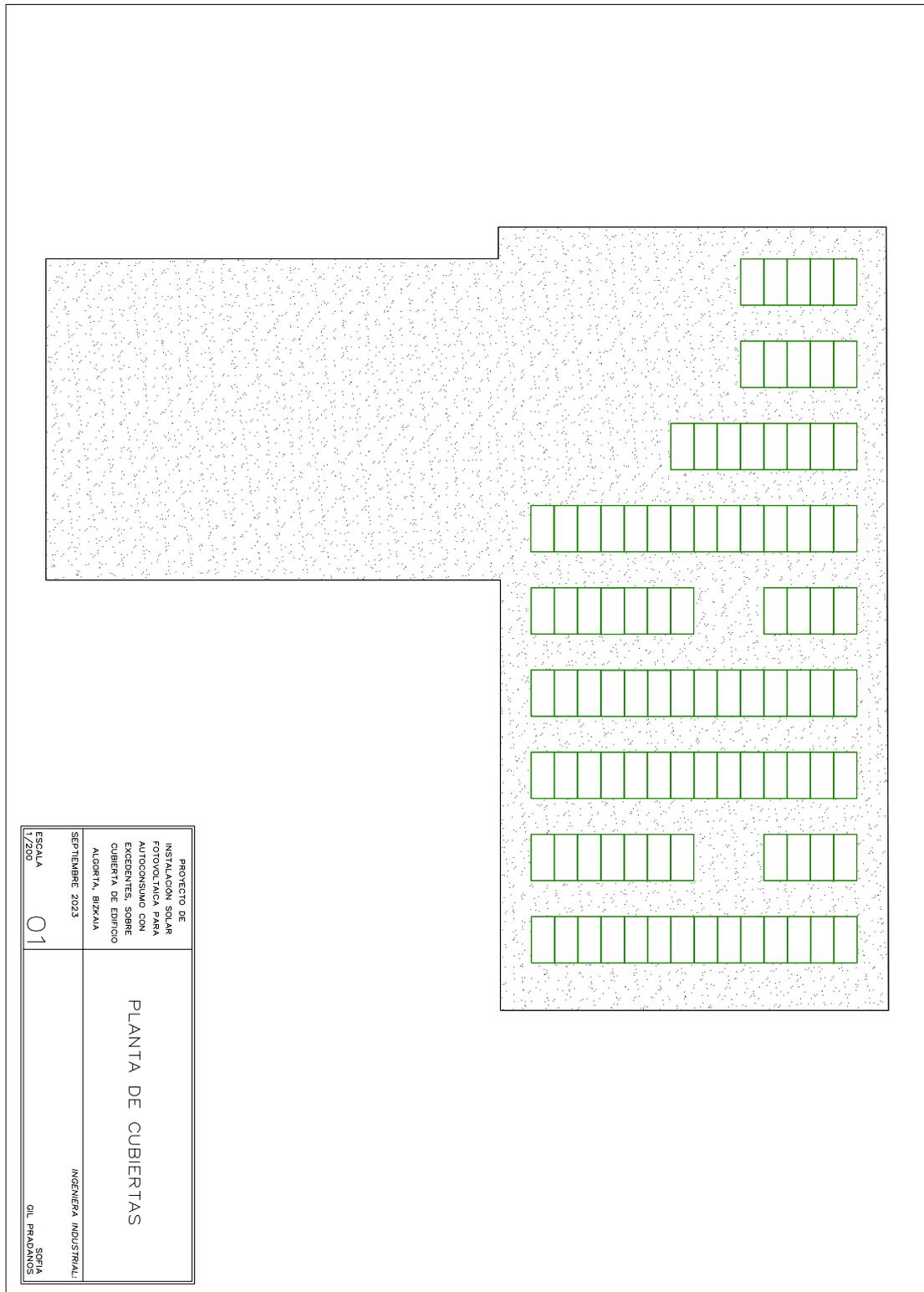
No obstante, el autoconsumo compartido es una gran solución desde el punto de vista tanto económico como ecológico, pero que se ve influida por el resto de las empresas ubicadas en el mismo polígono y a decisiones que legislen de una manera favorable o no hacia este tipo de instalaciones en el momento de su implantación.

Cualquiera de las iniciativas estudiadas permitiría minimizar a largo plazo el impacto directo de la volatilidad de los precios de la energía, problema principal actualmente, dando así estabilidad a la empresa.

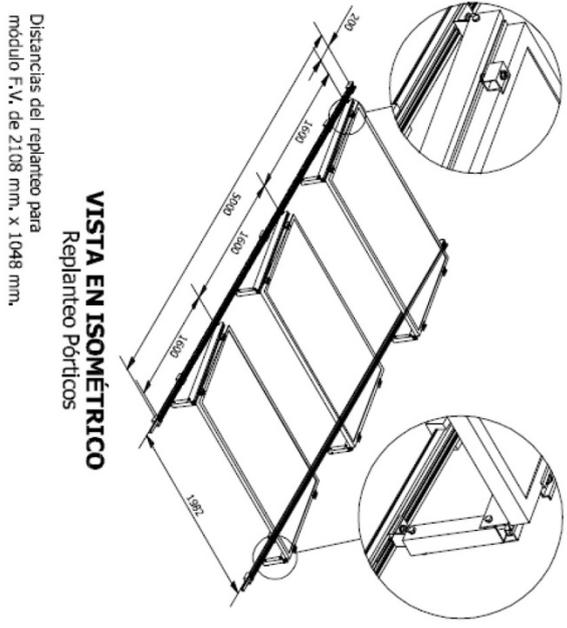
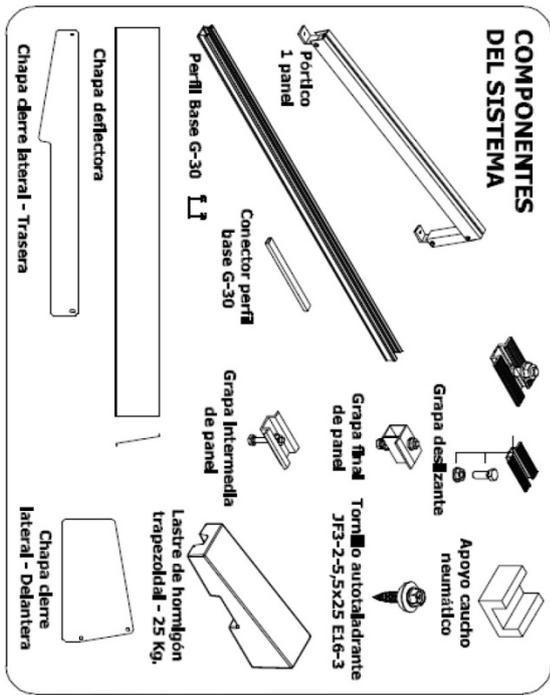
# ANEXOS

## 7 ANEXOS

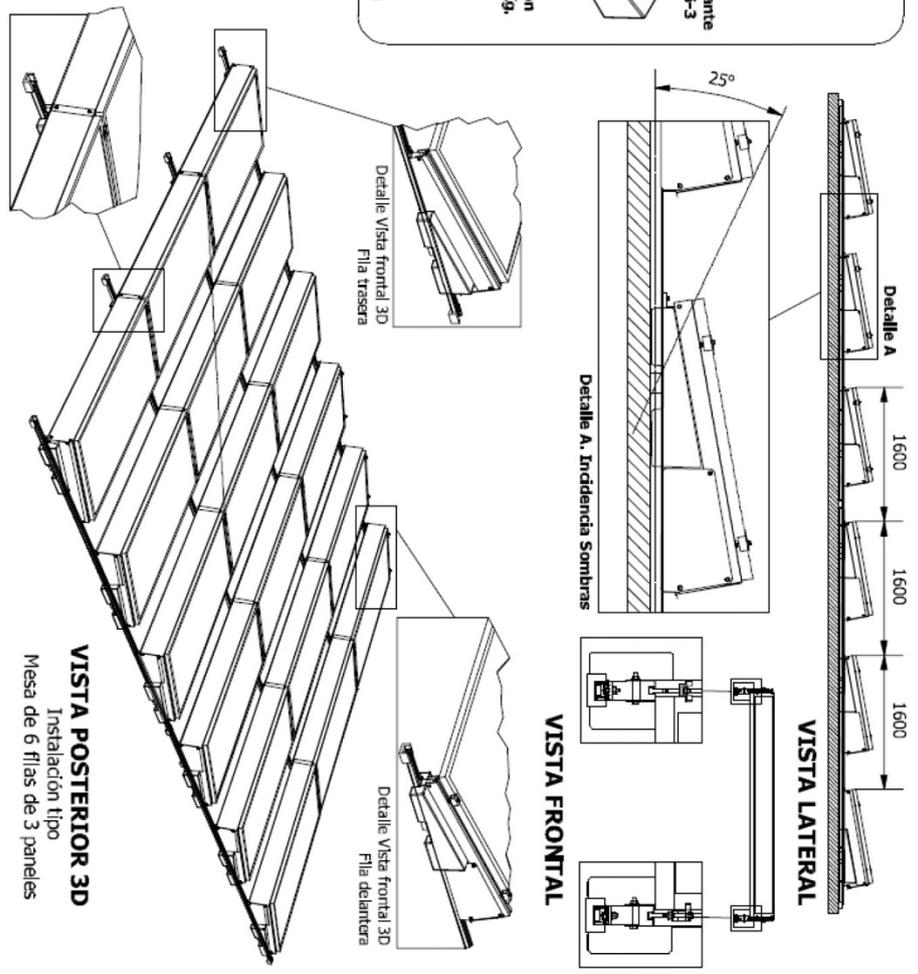
### 7.1 PLANO DE CUBIERTA



### 8.1.2 DETALLE CONSTRUCTIVO



Distancias del replanteo para módulo F.V. de 2108 mm. x 1048 mm.



## 7.1.3 CATÁLOGOS TÉCNICOS

### Sistema PICOS 3.0

Estructuras lastradas

#### Garantías

- Marcado CE.
- 25 años de garantía de materiales acorde a las condiciones generales de Alusin Solar
- Materiales 100% reciclables.

#### Características Técnicas

- El sistema se apoya sobre unos calzos de goma fabricados con neumático reciclado con un doble motivo:
- Ampliar la base de apoyo, estos calzos miden el doble del ancho del perfil de aluminio.
- Levantar los perfiles de aluminio sobre la cubierta y asegurar así que no se dañe la cubierta.
- El panel siempre en posición horizontal.
- Peso medio por metro cuadrado repercutido a la cubierta : 14 kilos metro cuadrado panel + estructura. Variable según la configuración de la instalación solar.
- Ángulos fijo de 10 grados.
- El sistema emplea tapas laterales y chapas deflectoras traseras para asegurar su resistencia al viento.
- Material 100% aluminio. Si se requiere hacer alguna perforación en la parte trasera o lateral, no se pierde la garantía. (previa comunicación y aprobación del fabricante)
- Fijación de paneles solares en cuatro puntos mediante grapas de aluminio extruidas L=70 mm fabricadas en Alusin Solar.
- Tornillería en acero inoxidable A2 para la fijación de los paneles solares.
- Tornillería en acero inoxidable para el montaje de los pórticos.
- Configuración mínima, 3 x 3 paneles.
- El lastre se suministra junto con el sistema, al tratarse de piezas específicas diseñadas para el mismo.

#### Cargas Climáticas

##### Viento

Hasta 144 kmh

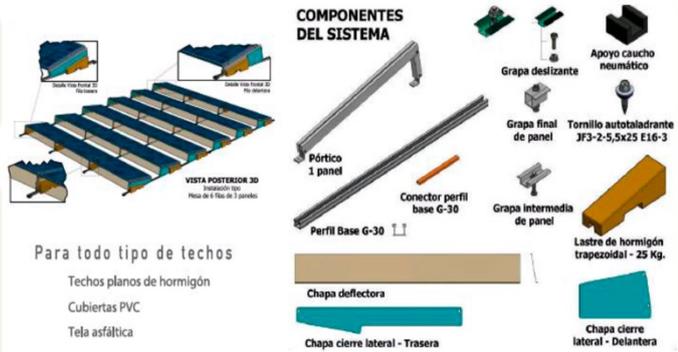
Para resistencias mayores (hasta 250 km/h.), es necesario realizar perforaciones.

##### Nieve

Hasta 1 kN/m2

#### Opciones de Configuración

- Válido para paneles solares sin marco.
- Suministro de tuercas antirrobo.



#### Para todo tipo de techos

- Techos planos de hormigón
- Cubiertas PVC
- Tela asfáltica



alusínsolar.com

# Harvest the Sunshine



**Mono**

**470W MBB Half-Cell Module**  
**JAM72S20 445-470/MR Series**

### Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

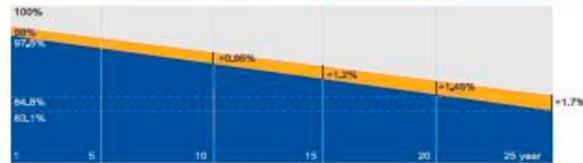


Better mechanical loading tolerance

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



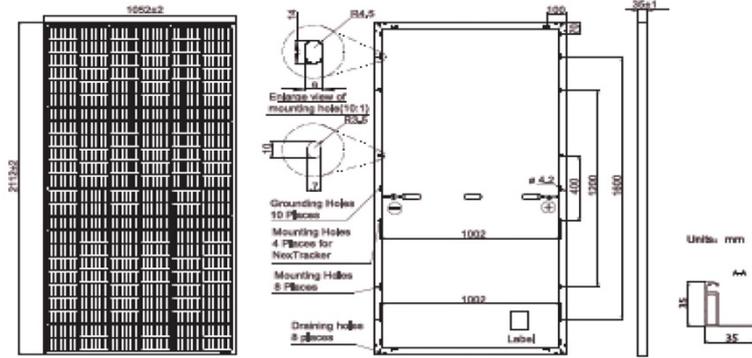
**JA SOLAR**

[www.jasolar.com](http://www.jasolar.com)

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	24,7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,56	49,70	49,85	50,01	50,15	50,31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,21	41,52	41,82	42,13	42,43	42,69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,32	11,36	11,41	11,45	11,49	11,53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,80	10,84	10,88	10,92	10,96	11,01
Module Efficiency [%]	20,0	20,3	20,5	20,7	20,9	21,2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT**

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,85	46,90	47,15	47,38	47,61	47,84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,95	39,19	39,44	39,68	39,90	40,10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9,20	9,25	9,29	9,33	9,38	9,42
Max Power Current(Imp) [A]	8,64	8,68	8,72	8,76	8,81	8,86
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

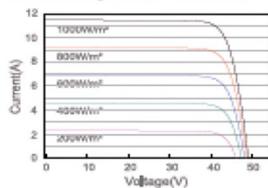
\*For NextTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

**OPERATING CONDITIONS**

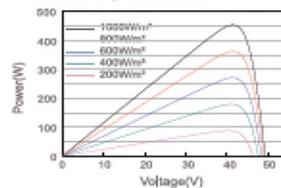
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C → +85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lbf/ft <sup>2</sup> )
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lbf/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

**CHARACTERISTICS**

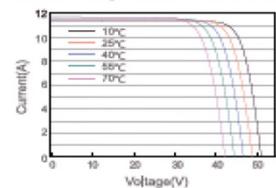
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



## 7.2 DIAGRAMA DE GANTT

El tiempo de duración estimado total será de 158 días desde el inicio de proyecto y los tiempos estimados por actividad lo siguientes:

1	<b>PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	<b>158 días</b>
2	<b>Inicio de proyecto</b>	<b>0 días</b>
3	<b>Ingeniería básica</b>	<b>30 días</b>
4	<b>Estudio del proyecto</b>	<b>15 días</b>
5	<b>Realización de informes</b>	<b>15 días</b>
6	<b>Ingeniería de detalle</b>	<b>60 días</b>
7	<b>Proyecto final y licencias</b>	<b>60 días</b>
8	<b>COMPRA DE EQUIPOS</b>	<b>60 días</b>
9	<b>Peticion ofertas</b>	<b>14 días</b>
10	<b>Selección Proveedor</b>	<b>7 días</b>
11	<b>Recepción de materiales</b>	<b>39 días</b>
12	<b>Montaje mecánico</b>	<b>7 días</b>
13	<b>Montaje Eléctrico</b>	<b>7 días</b>
14	<b>Puesta en marcha</b>	<b>1 día</b>

		DIAGRAMA DE GANTT																							
SEMANA	Duración	1				2				3				4				5				6			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	158 días																							
2	Inicio de proyecto	0 días																							
3	Ingeniería básica	30 días																							
4	Estudio del proyecto	15 días																							
5	Realización de informes	15 días																							
6	Ingeniería de detalle	60 días																							
7	Proyecto final y licencias	60 días																							
8	COMPRA DE EQUIPOS	60 días																							
9	Peticion ofertas	14 días																							
10	Selección Proveedor	7 días																							
11	Recepción de materiales	39 días																							
12	Montaje mecánico	7 días																							
13	Montaje Eléctrico	7 días																							
14	Puesta en marcha	1 día																							

# BIBLIOGRAFÍA

## 8 BIBLIOGRAFÍA Y WEBS UTILIZADAS

- 1) *“Derrotar la crisis energética europea” de Jeromin Zettelmeyer, Simone Tag.iapietra, Georg Zachmann y Conall Heussaf, diciembre 2022.*  
<https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/beating-the-european-energy-crisis-Zettelmeyer>
- 2) *“Energía verde en CESVIrecambios: Placas fotovoltaicas con almacenamiento en baterías de segunda vida” Revista CESVIMAP, 14 mayo 2022.*  
<https://www.revistacesvimap.com/placas-fotovoltaicas-con-almacenamiento-en-baterias-de-segunda-vida/>
- 3) *“Polígonos autosuficientes se erigen como el futuro de la inversión empresarial”*  
<https://www.lainformacion.com/empresas/poligonos-autosuficientes-futuro-inversion-empresarial/2889198/>
- 4) *“Autoconsumo: la alternativa eficiente, rentable y sostenible para evitar la dependencia energética” Ciencias ambientales, 16 agosto 2022.*  
<https://www.cienciasambientales.com/es/noticias-ambientales/autoconsumo-la-alternativa-eficiente-rentable-y-sostenible-para-evitar-la-dependencia-energetica-21362>
- 5) *“Este es el gasto medio de luz que tiene un local comercial” Repsol, Autónomos y empresas.*  
<https://www.repsol.es/autonomos-y-empresas/asesoramiento/gasto-luz-local-comercial/>
- 6) *“Solrecycle: reciclaje de módulos fotovoltaicos”. Solucciona energía.*  
<http://solucciona.com/solrecycle/>
- 7) *“Reciclaje, Solar recycling”*  
<https://solarrecycling.es/reciclaje/>
- 8) *“Autoconsumo comercial e industrial, BeePlanet factory”*  
<https://beeplanetfactory.com/autoconsumo-comercial-e-industrial/>
- 9) *“Plataforma Tecnológica y de Innovación Española de Almacenamiento de Energía, Battery plant”*  
<https://www.batteryplat.com/>

10) *SARAH-2 Solar Radiation DataReferences*

*Gracia Amillo, A.M.; Taylor, N; Martinez A.M.; Dunlop E.D.; Mavrogiorgios P.; Fahl F.; Arcaro G.; Pinedo I. Adapting PVGIS to Trends in Climate, Technology and User Needs. 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (PVSEC), 2021, 907 - 911.*

*[https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-data-download/sarah-2-solar-radiation-data\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-data-download/sarah-2-solar-radiation-data_en)*