



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de una Sistema Solar Fotovoltaico de 13 kWp y  
10 kWh de Almacenamiento en Baterías para el  
Laboratorio de Recursos Energéticos Distribuidos de la  
UPV

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Soler López, Begoña

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## **RESUMEN**

En este Trabajo Final de Grado se realizará el diseño de un Sistema Solar Fotovoltaico en la Cubierta de un Laboratorio de Recursos Energéticos del Instituto de Ingeniería Energética de la UPV.

El sistema contará con 30 paneles solares, conectados a diferentes *string* de un inversor de conexión a red. El primer *string* estará integrado por paneles bifaciales, el segundo por paneles tradicionales de igual potencia pico, la cual será de 450 W. Ambos *string* irán montados sobre una estructura de aluminio que permita inclinar el ángulo. Por otra parte, el tercer *string* se instalará sobre la fachada con una inclinación de 90°. El sistema de almacenamiento utilizará la tecnología de Iones de Litio y contará con una capacidad de 12 kWh. El sistema será trifásico y se conectará al cuadro general del laboratorio. Se realizará la selección del inversor de conexión a red, inversores *off-grid*, estructura metálica, optimizadores para los paneles, paneles solares (tradicionales y bifaciales), baterías, conductores, protecciones y puesta a tierra entre otros.

Finalmente, se estimará la producción de los paneles, se realizará un presupuesto y los planos de la instalación y el esquema unifilar.

Palabras clave: renovables, solar fotovoltaica, baterías, protecciones, módulo fotovoltaico, inversores

## **RESUM**

En aquest treball de Fi de Grau es realitzarà el disseny d'un Sistema Solar Fotovoltaic en la Coberta del Laboratori de Recursos Energètics, de l'Institut d'Enginyeria Energètica de la UPV.

El sistema comptarà amb 30 panells solars, connectats a diferents strings d'un inversor de connexió a xarxa. El primer string estarà integrat amb panells bifacials, el segon per panells tradicionals de igual potència pico. Amdós strings aniran muntats sobre una estructura d'alumini que permeti inclinar l'angle. D'altra banda, el tercer string s'instal.larà sobre la façana amb una inclinació de 90°. El sistema d'emmagatzematge utilitzarà la tecnologia de ions de liti i comptarà amb capacitat de 10kwh. El sistema serà trifàsic i es connectarà al quadre general del laboratori. Es realitzarà la selecció de l'inversor de connexió a xarxa, inversors offgrid, estructura metal.lica, optimitzadors per als panells, panells solars (tradicionals y bifacials), bateries, conductors, proteccions y posada a terra entre altres.

Finalment, s'estimarà la producció dels panells, es realitzarà un pressupost i els plànols de la instalació i l'esquema unifilar.

Paraules clau: renovables, solar fotovoltaica, bateries, proteccions, mòdul fotovoltaic, inversors.

## **ABSTRACT**

In this Final Degree Project, the design of a Photovoltaic Solar System will be installed in the roof of the Laboratory of Energetic Resources, in the Institute of Energy Engineering of the Politecnic University of Valencia.

The system will have 30 solar panels, connected to different strings of a grid-tied inverter. The first string will be formed by bifacial panels, the second one by traditional panels of the same peak power. Both of them will be mounted on an aluminium structure that allows for angle adjustment. On the other hand, the third string will be installed on the façade with a 90° inclination. The storage system will use Lithium-ion technology and will have a capacity of 10kwh. The system will be three-phase and will be connected to the laboratory's main switchboard. The selection of the grid-tied inverter, off-grid inverters, metal structures, optimizers for the panels, solar panels (traditional and bifacial), batteries, conductors, protections and grounding will be selected.

Finally, the panel production will be estimated, a budget will be prepared and the installation plans and single-line diagram will be created.

Key words: renewables, photovoltaic solar, batteries, protections, photovoltaic module, inverters

# ÍNDICE

1. Introducción
  - 1.1. Objetivos
  - 1.2. Contexto
  - 1.3. Motivación
  - 1.4. Alcance
  - 1.5. Instalación actual
  - 1.6. ODS
  - 1.7. Normativa utilizada
2. Herramientas utilizadas
3. Emplazamiento
  - 3.1. Ubicación
  - 3.2. Descripción del edificio
  - 3.3. Orientación y sombras
4. Demanda de energía
  - 4.1. Invernadero
    - 4.1.1. Demanda diaria
    - 4.1.2. Demanda semanal
    - 4.1.3. Demanda anual
  - 4.2. Laboratorio
    - 4.2.1. Demanda diaria
    - 4.2.2. Demanda semanal
    - 4.2.3. Demanda anual
5. Recurso solar
  - 5.1. Recurso solar
    - 5.1.1. Clima
    - 5.1.2. Irradiación
6. Escenarios para analizar
7. Selección de los componentes
  - 7.1. Paneles solares
  - 7.2. Estructuras
  - 7.3. Inversor de conexión a red
  - 7.4. Conductores
  - 7.5. Protecciones
    - 7.5.1. Lado de continua
    - 7.5.2. Lado de alterna
  - 7.6. Puesta a tierra
  - 7.7. Sistema de almacenamiento
    - 7.7.1. Baterías
    - 7.7.2. Inversor off-grid, cargador
  - 7.8. Optimizadores

8. Cálculos justificativos
  - 8.1. Configuración y disposición de los paneles
  - 8.2. Número de módulos por inversor
  - 8.3. Baterías
  - 8.4. Distancia entre módulos
  - 8.5. Selección de los conductores
    - 8.5.1. Criterio térmico
      - 8.5.1.1. Corriente continua
      - 8.5.1.2. Corriente alterna
    - 8.5.2. Criterio de caída de tensión
      - 8.5.2.1. Corriente continua
      - 8.5.2.2. Corriente alterna
  - 8.6. Selección de las protecciones
    - 8.6.1. Protecciones en DC
    - 8.6.2. Protecciones en AC
  - 8.7. Cálculo de la puesta a tierra
9. Análisis de peso
10. Análisis energético
  - 10.1. Off-grid
  - 10.2. Conectado a red
11. Estudio de viabilidad económica
  - 11.1. Introducción de datos
  - 11.2. Evolución económica de la instalación
12. Conclusiones

## **INDICE DE FIGURAS**

- Figura 1. Cubierta actual del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)
- Figura 2. Fachada actual del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)
- Figura 3. Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)
- Figura 4. Sombras en fachada norte del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)
- Figura 5. Sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)
- Figura 6. Sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)
- Figura 7. Sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)
- Figura 8. Sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)
- Figura 9. Gráfico demanda por horas del invernadero
- Figura 10. Gráfico demanda de equipos del invernadero
- Figura 11. Gráfico demanda semanal invernadero (Fuente: HOMER)
- Figura 12. Gráfico demanda anual invernadero (Fuente: HOMER)
- Figura 13. Gráfico demanda por horas laboratorio
- Figura 14. Gráfico demanda semanal laboratorio (Fuente: HOMER)
- Figura 15. Gráfico demanda anual laboratorio (Fuente: HOMER)
- Figura 16. Gráfico días nublados (Fuente: WeatherSpark)
- Figura 17. Datos temperatura (Fuente: WeatherSpark)
- Figura 18. Datos viento (Fuente: WeatherSpark)
- Figura 19. Datos irradiación (Fuente: PVGIS)
- Figura 20. Distribución equipos 1º escenario
- Figura 21. Distribución equipos 2º escenario
- Figura 22. Panel monofacial Jinko Solar (JKM450M-7RL3)
- Figura 23. Panel bifacial Jinko Solar (JKM450M-72HLM-BDVP)
- Figura 24. Chapa metálica de la cubierta
- Figura 25. Estructura de la cubierta
- Figura 26. Características estructura cubierta
- Figura 27. Características mecánicas perfil
- Figura 28: Perfil P26
- Figura 29: Soporte S4
- Figura 30: Grapa G10

Figura 31: Conector 35x35x2

Figura 32: varilla roscada  $\varnothing 12$

Figura 33: DIN 7504 KO 6,3x75 mm auto taladrante

Figura 34. DIN 7504 KO 6,3x25 mm auto taladrante

Figura 35. tuerca DIN 934 A2 M12

Figura 36. arandela DIN 9021 A2 M12

Figura 37. arandela EDPM

Figura 38. Instalación de módulos fotovoltaicos coplanares a la fachada (Fuente: manual instalación)

Figura 39. Fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)

Figura 40. Inversor SMA Sunny Tripower 12 X

Figura 41. Conductor de aluminio 16 mm<sup>2</sup>

Figura 42. Fusible Gpv 10x38

Figura 43. Interruptor magnetotérmico MAXGE 2P-Clase II-40kA20kA-3,8kV 1000V DC

Figura 44. Interruptor GV5P150F

Figura 45. Interruptor diferencial LV426728

Figura 46. Pica de acero

Figura 47. Batería

Figura 48. Inversor Sunny Island 6.0

Figura 49. Optimizador

Figura 50. Esquema cálculo distancia mínima entre módulos (Fuente: tecnosolab.com)

Figura 51: Esquema cálculo distancia mínima entre módulos (Fuente: tecnosolab.com)

Figura 52. Zonas presión dinámica del viento (Fuente: CTE)

Figura 53. Balance energético off-grid (Fuente: simulación HOMER)

Figura 54. Producción electricidad (Fuente: simulación HOMER)

Figura 55. Balance energético batería (Fuente: simulación HOMER)

Figura 56. Balance energético conectado a red (Fuente: simulación HOMER)

Figura 57. Balance energético batería (Fuente: simulación HOMER)

Figura 58. Balance económico (Fuente: simulación HOMER)

Figura 59. Evolución de precios de la electricidad

Figura 60: Evolución VAN

## **INDICE DE TABLAS**

- Tabla 1. Características panel monofacial 450 W
- Tabla 2. Características panel bifacial 450 W
- Tabla 3. Características inversor conexión a red
- Tabla 4. Características fusibles Gpv 10x38
- Tabla 5. Características interruptor magnetotérmico MAXGE 2P-Clase II-40kA20kA-3,8kV
- Tabla 6. Características interruptor GV5P150F
- Tabla 7. Comparación interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial
- Tabla 8. Características inversor off-grid
- Tabla 9. Características optimizador
- Tabla 10. Distancia entre módulos fotovoltaicos
- Tabla 11. Intensidades de tabla según tipo de aislante y conductor (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)
- Tabla 12. Coeficientes de corrección de temperatura (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)
- Tabla 13. Coeficientes de corrección de agrupación (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)
- Tabla 14. Datos y cálculo para la intensidad máxima admisible de corriente continua
- Tabla 15. Intensidades de tabla según tipo de aislante y conductor (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)
- Tabla 16. Tabla coeficientes de corrección de agrupación (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)
- Tabla 17. Datos y cálculo para la intensidad máxima admisible de corriente alterna
- Tabla 18. Caída de tensión para las distintas secciones de los módulos monofaciales
- Tabla 19. Caída de tensión para las distintas secciones de los módulos bifaciales
- Tabla 20. Caída de tensión para las distintas secciones en corriente alterna
- Tabla 21. Sección mínima de conductores de protección en función de conductores de fase
- Tabla 22. Sección mínima de conductores de protección en función de conductores de fase
- Tabla 23. Coeficientes tipos de entorno
- Tabla 24. Coeficiente eólico según inclinación módulos (Fuente: CTE)
- Tabla 25: flujo de dinero
- Tabla 26: evolución VAN

# **CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 OBJETIVOS**

El objetivo primordial de este Trabajo Final de Grado es el diseño de un sistema solar fotovoltaico en la cubierta de un laboratorio de la Universidad Politécnica de Valencia. Dicho diseño será elaborado teniendo en cuenta múltiples factores, entre los cuales se incluyen la orientación óptima de la cubierta y la potencia deseada.

El propósito principal de esta instalación fotovoltaica de autoconsumo es disponer de un sistema que permita llevar a cabo ensayos experimentales relacionados con la instalación y la utilización de la energía fotovoltaica. Dichos ensayos podrán llevarse a cabo mediante la conexión de la instalación fotovoltaica a la red eléctrica convencional como en un modo independiente denominado *off-grid*.

Esta instalación ofrece diversas opciones para llevar a cabo una variedad considerable de ensayos, además de impulsar el estudio de cómo mejorar la energía solar fotovoltaica. Un ejemplo notable es la implementación de paneles tanto monofaciales como bifaciales en la cubierta, lo que posibilitará evaluar la amortización de los paneles bifaciales en relación con la diferencia de peso respecto a los monofaciales, considerando la energía producida por ambos. Se podrá investigar la inclinación óptima para lograr la máxima generación de energía por parte de los módulos fotovoltaicos. El proyecto presenta un carácter experimental, ya que se instalarán módulos fotovoltaicos coplanares a la fachada con el fin de investigar la viabilidad de la generación de energía eléctrica en dicha disposición.

Para llevar a cabo los ensayos de manera efectiva en cuanto a la recolección de datos, la instalación estará provista de un sistema de adquisición de datos. Permitirá que le sea más sencillo al laboratorio poder recopilar los datos referentes a la instalación para así poder cumplir el objetivo de la investigación que tiene esta instalación. Esta parte estará incluida y se reflejará en el presupuesto, pero no estará explicado en este Trabajo Final de Grado, ya que este trabajo se centra en la parte de producción de energía eléctrica, así como las protecciones necesarias y no en la parte electrónica.

## **1.2 CONTEXTO**

El diseño del proyecto se enmarca en un contexto global que se caracteriza por el creciente problema de contaminación y el avance cada vez más notorio del cambio climático. Algunas fuentes de energía emiten agentes contaminantes, lo que agrava estos problemas. Para reducir la contaminación producida por las fuentes de energía, se está impulsando el uso de fuentes de energía limpias y renovables, las cuales sean capaces de producir energía de una manera sostenible para el medio ambiente. La energía solar fotovoltaica es una buena opción para solucionar este problema, ya que es una fuente de energía limpia y renovable que se nutre de un recurso inagotable, como es la radiación solar.

Actualmente las instalaciones solares de autoconsumo están experimentando un crecimiento bastante significativo, muchos hogares están optando hoy en día por implementar pequeñas instalaciones fotovoltaicas en sus residencias, de esta manera contribuyen a mitigar la contaminación, además de tener un ahorro económico al no depender de la red eléctrica para suplir la demanda energética de su vivienda. [1]

Las instalaciones de autoconsumo de particulares suelen ser sistemas híbridos con almacenamiento de energía, por tanto, esta instalación busca mejorar su comportamiento y eficiencia, para así impulsar la energía solar fotovoltaica.

### **1.3 MOTIVACIÓN**

La motivación subyacente de este proyecto es proporcionar un suministro eléctrico estable y confiable al laboratorio, permitiendo la realización de pruebas y experimentos de la instalación. Se persigue la generación de energía eléctrica de manera sostenible y limpia. El crecimiento de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las casas de particulares, impulsada por el deseo de contribuir a la mitigación de la contaminación y obtener beneficios económicos al reducir la dependencia de la red eléctrica, y en ocasiones vender excedentes de energía, representa una motivación adicional para apostar por este tipo de proyectos de autoconsumo. Se busca fomentar la generación de energía limpia, contribuyendo a un entorno sostenible.

Últimamente las instalaciones solares de autoconsumo están creciendo en las casas de particulares, que cada vez más apuestan por poner una pequeña instalación en sus domicilios para así contribuir a frenar la contaminación y tener un ahorro económico al no tener que pagar la energía de la red y poder vender energía sobrante a la red eléctrica. Por tanto, es suficiente motivación para apostar por este tipo de instalaciones, y con las pruebas que se realicen en la instalación poder impulsar aún más este tipo de generación de energía. De este modo se podrá crear un mundo mucho más sostenible.

### **1.4 ALCANCE**

El alcance de este proyecto consiste en la generación de 13,5 kWp de energía eléctrica a través de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en el laboratorio de la Universidad Politécnica de Valencia con el propósito de abastecer de manera sostenible la demanda energética. Para asegurar un suministro constante, se implementarán baterías para almacenamiento energético. La generación de energía eléctrica es de alcance limitado, debido a que se trata de una instalación de pequeño tamaño, sin embargo, también consiste su alcance en la realización de pruebas para impulsar la energía solar fotovoltaica.

A nivel descriptivo en este Trabajo Final de Grado, se abarcarán temas del diseño como el presupuesto, la selección de la orientación, el peso que puede soportar la cubierta, así como los cálculos para obtener los equipos y protecciones idóneos.

### **1.5 INSTALACION ACTUAL**

Como se ha mencionado previamente, el presente Trabajo Final de Grado se enfoca en el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo en la cubierta del laboratorio. Actualmente se encuentran 10 módulos fotovoltaicos en la cubierta. Estos módulos fotovoltaicos son monofaciales y presentan unas dimensiones de 1,33 m<sup>2</sup>, además de una inclinación de 15°. Cabe destacar que estos módulos fueron instalados con anterioridad a que se realizara el diseño de la instalación y no serán tomados en cuenta en el diseño propuesto en este Trabajo Final de Grado, excepto en el análisis de peso y en los planos, que se pueden encontrar en el anexo II. En lo que respecta a los planos, se han vuelto a distribuir respecto a la cubierta de una manera distinta para que así cumplieran con los requisitos característicos de inclinación y sombras que se comentarán en sus capítulos correspondientes.

## **1.6 ODS**

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) fueron adoptados por las Naciones Unidas en 2015, representan la llamada universal para erradicar la pobreza, proteger el medio ambiente y en general hacer que el bienestar de las personas esté garantizado para el año 2030. El diseño de la instalación fotovoltaica está directamente relacionado con los ODS, ya que la energía solar fotovoltaica tiene varios ODS que cumple, los cuales son:

- Energía asequible y no contaminante
- Industria, innovación e infraestructura
- Ciudades y comunidades sostenibles
- Acción por el clima

Los anteriores ODS mencionados tienen en común que, gracias al impulso de la energía solar fotovoltaica, podrán cumplirse más fácilmente. [2]

## **1.7 NORMATIVA UTILIZADA**

### ITC-BT

El ITC-BT es el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, de los cuales se utilizarán los siguientes puntos a la hora de dimensionar el circuito:

- ITC-BT-40: establece la máxima caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión. Necesaria normativa para calcular la caída de tensión máxima a la hora de dimensionar los conductores de la instalación.
- ITC-BT-23: indica la selección de las protecciones para proteger frente a las sobretensiones, además indica que esta instalación es Clase II, necesario para dimensionar la instalación.
- ITC-BT-22: indica la selección de las protecciones eléctricas para hacer frente a las sobreintensidades.
- ITC-BT-17: establece la intensidad máxima de cortocircuito para el cálculo de la protección contra sobreintensidades, además de la sensibilidad que debe tener el interruptor diferencial de 30 mA.
- ITC-BT-25: indica la sensibilidad que debe tener el interruptor diferencial para la protección frente a contactos directos e indirectos.
- ITC-BT-18: indica la tensión de contacto para las puestas a tierra, así como la resistividad del terreno.

### NORMAS UNE

Para este Trabajo Final de Grado se han utilizado varias normas UNE para hacer un dimensionado correcto del cableado y de las protecciones.

- UNE-HD 60364-5-52: normativa utilizada para dimensionar la sección del cableado de DC y AC mediante el criterio térmico.
- UNE-EN 60364-7-712: evalúa el riesgo de sufrir sobretensiones transitorias debidas a descargas de origen atmosférico.
- UNE-HD 60364-4-43:2013: normativa que se debe cumplir según la norma ITC-BT-22.

### Reales decretos

A la hora de diseñar la instalación, se ha tenido que hacer uso de las siguientes normativas recogidas en el real decreto:

- Real Decreto 1699/2011: la instalación debe incluir una serie de protecciones para que así la energía tenga una cierta calidad para inyectarlo a la red de distribución. Indica que es necesaria la instalación de un interruptor diferencial para la puesta a tierra en corriente alterna.
- Real Decreto 1688/2011: indica la mínima sensibilidad que debe tener el interruptor diferencial para no dañar a las personas.

### Normativa de la construcción

- NBE-AE-88: es la norma básica de la edificación, la cual defiende las acciones que deben ser consideradas en el cálculo de estructuras. Sirve para saber cuánto peso máximo podrá soportar la cubierta de la instalación.
- CTE: es el Código Técnico de la Edificación, se ha utilizado para poder calcular las cargas que tendrá que soportar la cubierta debido a los módulos fotovoltaicos.

## **CAPITULO 2: HERRAMIENTAS UTILIZADAS**

En este capítulo se describirán las herramientas utilizadas que han hecho posible la realización de este Trabajo Final de Grado.

### Shademap

Es una herramienta online la cual se encarga de mostrar las sombras en cualquier lugar en la fecha y hora seleccionada.

Se ha utilizado para poder observar las sombras que se van a producir sobre el laboratorio a lo largo del día con menos recurso solar del año (21 de diciembre), con esta información proporcionada por la herramienta, se han conseguido los siguientes objetivos:

- Saber cuál es la mejor orientación para la máxima producción de energía eléctrica.
- Corroborar que la localización seleccionada cuenta con las características óptimas para la producción de energía solar.

### Autocad

Es un programa de dibujo técnico, se ha utilizado para hacer los planos de este Trabajo Final de Grado, los cuales se encuentran en el anexo II.

Con este programa se han realizado los planos de la distribución de los módulos fotovoltaicos y el diagrama unifilar de la instalación.

Los objetivos al utilizar esta herramienta han sido:

- Dejar claro que hay espacio para todos los elementos de la instalación.
- Poder mostrar la distribución de los módulos fotovoltaicos en la fachada del laboratorio.
- Poder hacer un diagrama unifilar.

### PVGis

Es una herramienta online, en la cual se selecciona la localización exacta de la instalación y muestra valores tanto mensuales, diarios y por horas de datos necesarios para la instalación, como la radiación.

El principal objetivo al utilizar esta herramienta ha sido el de saber la radiación que hay en la localización de la instalación a lo largo del año y así poder tener la información de cuanto de óptimo sería el recurso solar para la instalación.

### Weather spark

Es una herramienta online la cual muestra los datos meteorológicos de la localidad seleccionada durante todo un año.

Es una herramienta bastante completa debido a que muestra datos de la probabilidad de días soleados, lluvia, temperatura, nieve...

Se ha utilizado para comprobar si la ciudad de Valencia tendrá un clima óptimo para la producción de electricidad debido a su clima y la disponibilidad del recurso solar, además de poder averiguar si realmente los módulos fotovoltaicos y las estructuras pueden soportar las máximas rachas de viento que se producirán en la ciudad de Valencia.

### Excel

Es una de las herramientas de Open Office, se he utilizado para conseguir los siguientes objetivos en este Trabajo Final de Grado:

- Hacer los gráficos de la demanda.
- Hacer todos los cálculos de este Trabajo Final de Grado.

### HOMER

Es un software de simulación de instalaciones fotovoltaicas.

El funcionamiento que tiene es de indicarle tanto el precio, como la capacidad que tienen los equipos de la instalación, a partir de esa información, el software hace un análisis tanto de energía como económico.

Con este programa he conseguido:

- Saber si la instalación es viable energéticamente.
- Saber si es viable económicamente.
- Cuanta energía produce contando las pérdidas de las sombras.

### ARQUIMEDES

Esta una herramienta de gestión de obra se encuentra dentro de la herramienta CYPE, la cual permite hacer presupuestos mediante sus mediciones.

Se ha utilizado para crear el presupuesto de esta instalación.

## **CAPITULO 3: EMPLAZAMIENTO**

### **3.1 UBICACIÓN**

La instalación estará ubicada en el Laboratorio de Recursos Energéticos, perteneciente al Instituto de la Ingeniería Energética de la Universidad Politécnica de Valencia. Se encuentra adyacente al edificio 7K de la Universidad Politécnica de Valencia y sus coordenadas geográficas son 39,482 de latitud y -0,338 de longitud.

Estará ubicado en la ciudad de Valencia, ciudad cuyo clima se caracteriza por contar con un considerable número de días soleados a lo largo del año, hace que brinde condiciones climáticas idóneas para optimizar al máximo la producción de energía eléctrica.

Se distribuirán específicamente 20 módulos fotovoltaicos en la cubierta del edificio, 10 de ellos serán bifaciales y 10 monofaciales. Serán distribuidos 10 módulos fotovoltaicos monofaciales coplanares en la fachada del edificio. En cuanto al resto de los componentes, los inversores y baterías se ubicarán en el interior del edificio y los optimizadores se ubicarán en la cubierta.

La cubierta donde se instalarán los 10 paneles monofaciales y 10 bifaciales será la siguiente:



*Fig 1: cubierta actual del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)*

Y la fachada para los 10 módulos fotovoltaicos coplanares monofaciales:



*Fig 2: fachada actual del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)*

### **3.2 DESCRIPCION DEL EDIFICIO**

El edificio destinado a albergar la instalación fotovoltaica es el Laboratorio de Recursos Energéticos de la Universidad Politécnica de Valencia. Es un espacio de investigación y desarrollo que juega un papel importante en el estudio y desarrollo de actividades relacionadas con energías renovables y eficiencia energética.

Solamente dispone de una única planta, se instalarán en su interior todo el equipamiento necesario como inversores y baterías, excepto módulos fotovoltaicos, optimizadores y sensor para medir la irradiación, que se instalarán en la cubierta.



*Fig 3: laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)*

La cubierta que albergará los módulos fotovoltaicos tiene unas dimensiones de 14,840 m de largo y 7,630 m de ancho, la fachada cuenta con 5,410 m de altura.

Los planos de la distribución de los equipos y módulos de esta instalación se encuentran en el anexo de este Trabajo Final de Grado.

### **3.3 ORIENTACION Y SOMBRAS**

La elección de la orientación que tendrá la instalación fotovoltaica será de 21° con un azimut de este-oeste. Es debido a que es el azimut que tiene el edificio en el que se van a instalar los módulos. Por tanto, los módulos fotovoltaicos irán con la orientación en consonancia con el edificio.

Como se ha explicado anteriormente, 10 de los módulos fotovoltaicos monofaciales se ubicarán en la fachada del laboratorio. Se han realizado simulaciones para tomar una decisión acerca de la orientación óptima en la cual se instalarán los paneles solares coplanares mediante la herramienta "Shademap". Se han evaluado las sombras proyectadas tanto en la fachada sur como norte el día 21 de diciembre, se ha seleccionado este día para hacer la simulación ya que es el día con menor disponibilidad de recurso solar. Respecto a la hora de la simulación, se seleccionó las 13:00 h debido que es el momento del día que se producen menos sombras.



Fig 4: sombras en fachada norte del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)



Fig 5: sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)

Según la simulación por las imágenes mostradas, se observa como en la fachada sur habrá muchas menos sombras que en la fachada norte en la hora punta de radiación solar. Por lo que se seleccionará la fachada sur para instalar los módulos fotovoltaicos coplanares y aumentar la energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos al disponerse de mayor radiación solar.

Ha sido esencial realizar una simulación para confirmar la idoneidad de la ubicación y orientación de los módulos fotovoltaicos coplanares, así se puede asegurar un máximo aprovechamiento de la radiación solar, una mayor eficiencia y rendimiento de la instalación. Por ello, después de evaluar la orientación de la fachada idónea para la instalación de los módulos coplanares, se evaluará mediante el mismo procedimiento y herramienta si realmente la cubierta reúne las condiciones idóneas para instalar los módulos fotovoltaicos según el recurso solar producido.

En las siguientes imágenes se muestra la cubierta y la fachada sur donde se van a instalar los módulos fotovoltaicos a distintas horas del día escogido.

En la siguiente imagen, se aprecia que a las 8:30 h, a la salida del sol, tanto la cubierta como la fachada sur están totalmente sombreadas.



Fig 6: sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)

Se observa que a partir de las 9:30 h se libera de sombras parcialmente, por tanto, se empezará a generar energía. De las 12:00 h a las 16:00 h se puede observar la ausencia total de sombras tanto en cubierta como en fachada, por tanto, esas horas serán las que tengan una mayor generación de energía.



Fig 7: sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)

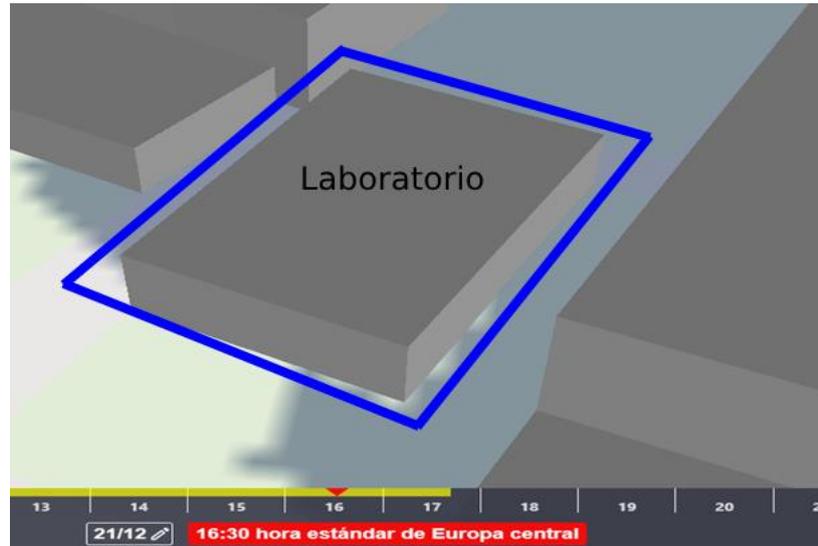


Fig 8: sombras en fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: ShadeMap)

Es a partir de las 16:00 h cuando empiezan a aparecer más sombras hasta el anochecer, el cual este día en concreto es a las 17:30 h.

Por tanto, de esta simulación se pueden concluir las siguientes afirmaciones:

- La orientación óptima para la instalación es orientación sur.
- Hay bastantes horas de luz en la instalación aun siendo el día con menos horas de luz del año, por lo que se ha elegido una buena localización para la instalación.
- No se producen sombras en las horas punta de más luz, la orientación es óptima.

## CAPITULO 4: DEMANDA DE ENERGIA

En este capítulo se expondrá la demanda que tendrá que abastecer la instalación ya que además de ser utilizada para realizar pruebas deberá abastecer una demanda energética. La demanda energética que abastecerá será tanto la del laboratorio como la del invernadero próximo al laboratorio correspondiente al edificio 7K. El cuadro eléctrico principal será el mismo, tanto para el invernadero como para el laboratorio.

### 4.1 INVERNADERO

A continuación, se explicará en este subapartado la demanda energética que tendrá el invernadero.

#### 4.1.1 Demanda diaria

Para la energía que consume, se han tomado los datos del día 21 de diciembre, ya que es el día con menos horas de luz y el día que se dispone menor recurso solar.

En el siguiente gráfico se puede observar la demanda por horas del invernadero y según que función del invernadero está consumiendo energía:



Fig 9: gráfico demanda por horas del invernadero

A lo largo del día la demanda del invernadero se mantiene constante, excepto en dos picos de demanda a las 9:00 h y a las 20:00 h. Este aumento de la demanda se debe a que las bombas de agua se ponen en marcha en esas dos horas, las cuales consume cada una 4,4kW, lo que provoca una gran subida de la demanda en las horas en las que se activa.

Se puede observar una demanda casi constante de 2kW excepto en los picos de demanda.

El siguiente gráfico refleja la distribución de la demanda del invernadero en arreglo a los diferentes equipos instalados en él.

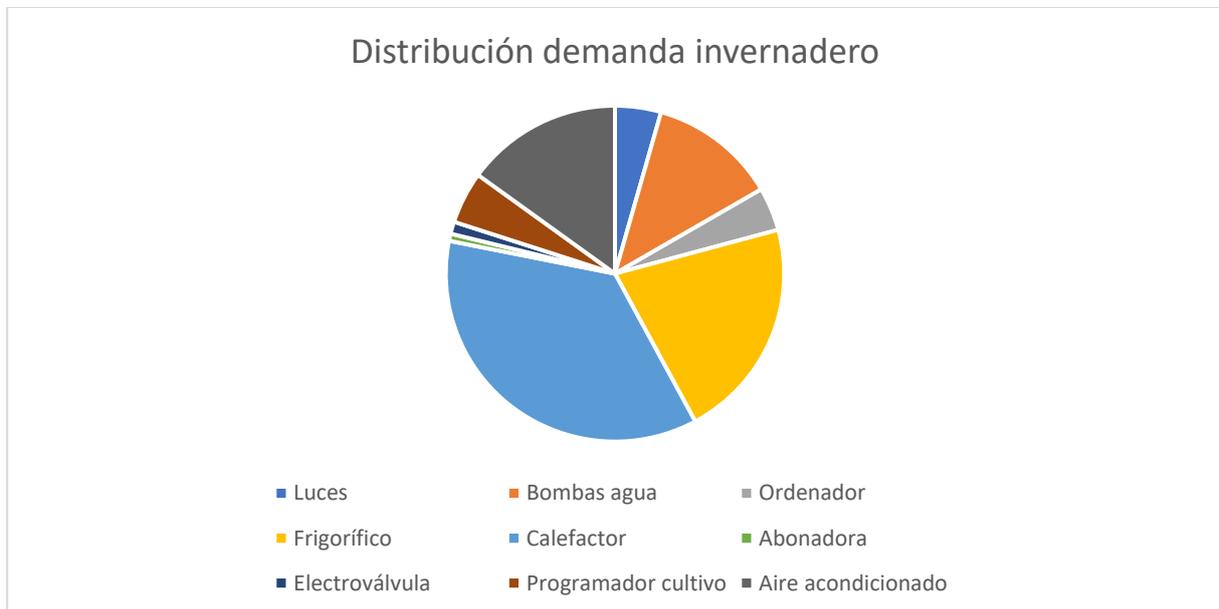


Fig 10: gráfico demanda de equipos del invernadero

El invernadero tendrá una demanda extensa debido a todos los componentes que deberán ser abastecidos. Una gran parte de la demanda será en parte por los componentes automáticos que se accionan para que los cultivos puedan crecer en un ambiente idóneo, tal y como la abonadora o el calefactor. También se deberá abastecer a los ordenadores y las luces, esta demanda variará más en el tiempo, ya que se deberán abastecer cuando haya personal trabajando.

El calefactor es el que más energía demanda, está encendido todo el día para hacer que los cultivos tengan la temperatura idónea, además de consumir 1,08kWh. En segundo puesto está el frigorífico, no consume demasiada energía (0,64 kW) pero está en uso todo el día, lo que hace ser uno de los aparatos del invernadero que más consumen. Las bombas de agua, como se ha explicado anteriormente en este apartado, solo estarán encendidas durante dos horas en todo el día, sin embargo, consumen 4,4kW de demanda eléctrica, lo que genera que, pese a que no solo estén encendidas dos horas en el día, tengan un peso considerable en la demanda debido a su gran gasto energético. El aire acondicionado también consumirá bastante energía eléctrica.

#### 4.1.2 Demanda semanal

Se expondrá el gráfico de la demanda semanal con la que cuenta el laboratorio. Para obtenerla se han introducido los datos de consumo en el mes de enero en el software HOMER, explicado en el apartado de herramientas utilizadas. A la hora de introducir los datos se han tenido en cuenta los datos del fin de semana para que el programa pudiera generar un modelo lo más aproximado a la realidad.

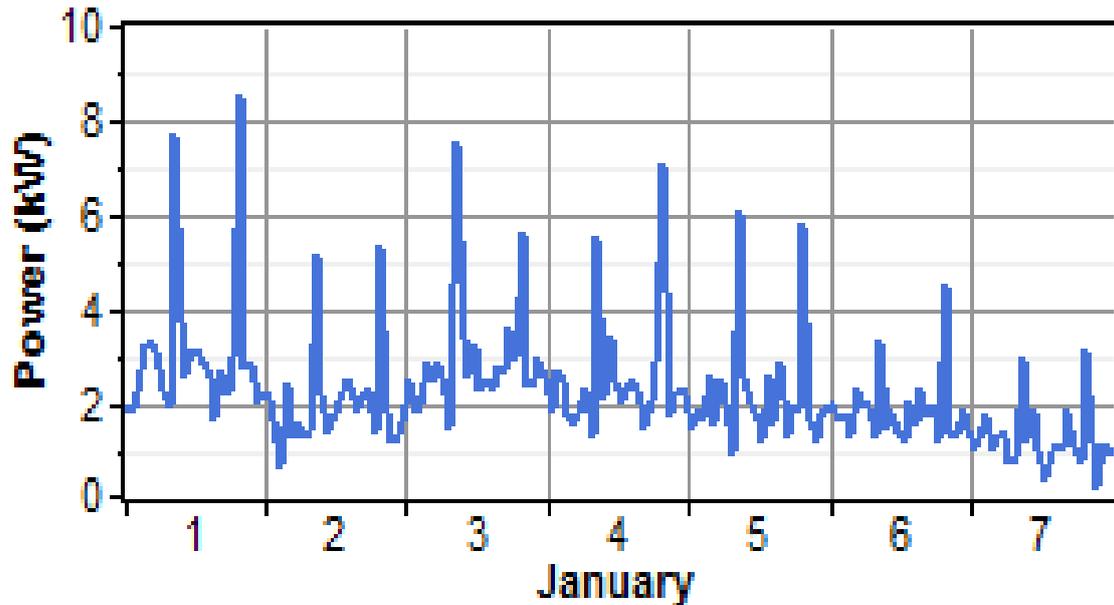


Fig 11: gráfico demanda semanal invernadero (simulado con HOMER)

En el gráfico se observa una clara bajada de la demanda los días 6 y 7 que corresponden a sábado y domingo. Esto es debido a que son días festivos, por tanto, no habrá personal trabajando dentro del invernadero. Al no haber personal habrá una menor demanda energética. No habrá demanda eléctrica que abastecer debido a que todos los demás equipos que hacen que el invernadero tenga las condiciones idóneas para el correcto crecimiento de los cultivos deberán permanecer en funcionamiento.

El máximo de energía demandada será de 8,5 kW, lo que le hace una demanda completamente asequible de abastecer para la instalación.

#### 4.1.3 Demanda anual

La demanda anual del invernadero también se ha obtenido mediante la simulación del software HOMER, se ha tomado en cuenta la disminución o subida de demanda según los meses del año para que HOMER genere un modelo de demanda lo más acercado a la realidad posible.

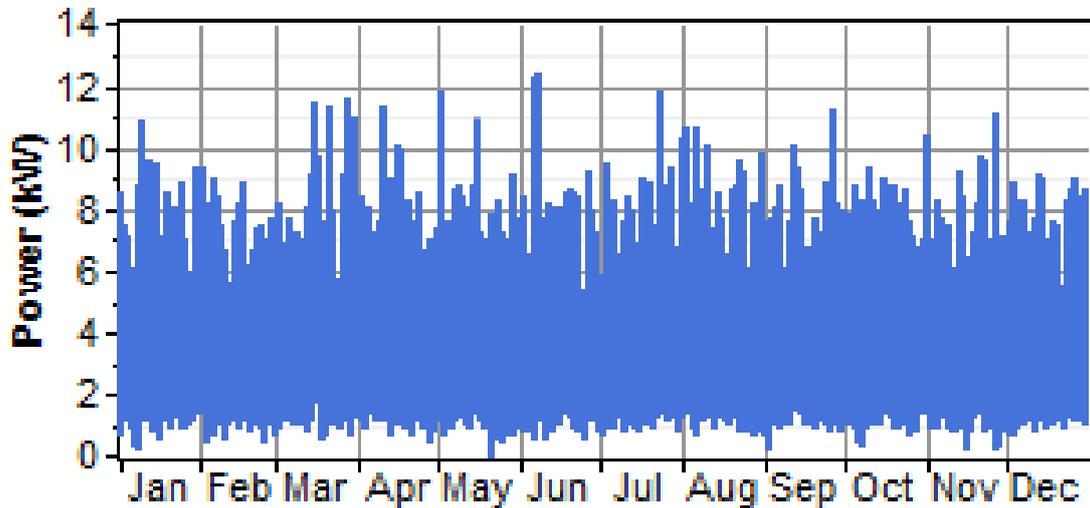


Fig 12: gráfico demanda anual invernadero (simulado con HOMER)

Se puede observar que la demanda es más o menos constante durante todo el año con pequeñas variaciones, esto es debido a que el invernadero necesita una energía eléctrica constante durante todo el año para poder abastecer los componentes que hacen que en el invernadero se den las condiciones idóneas para que los cultivos puedan crecer debidamente.

## 4.2 LABORATORIO

Se explicará la demanda energética que tiene el laboratorio tal y como se ha hecho con el invernadero.

### 4.2.1 Demanda diaria

El siguiente gráfico a continuación, se expone cual es la demanda por horas la cual tiene el laboratorio:

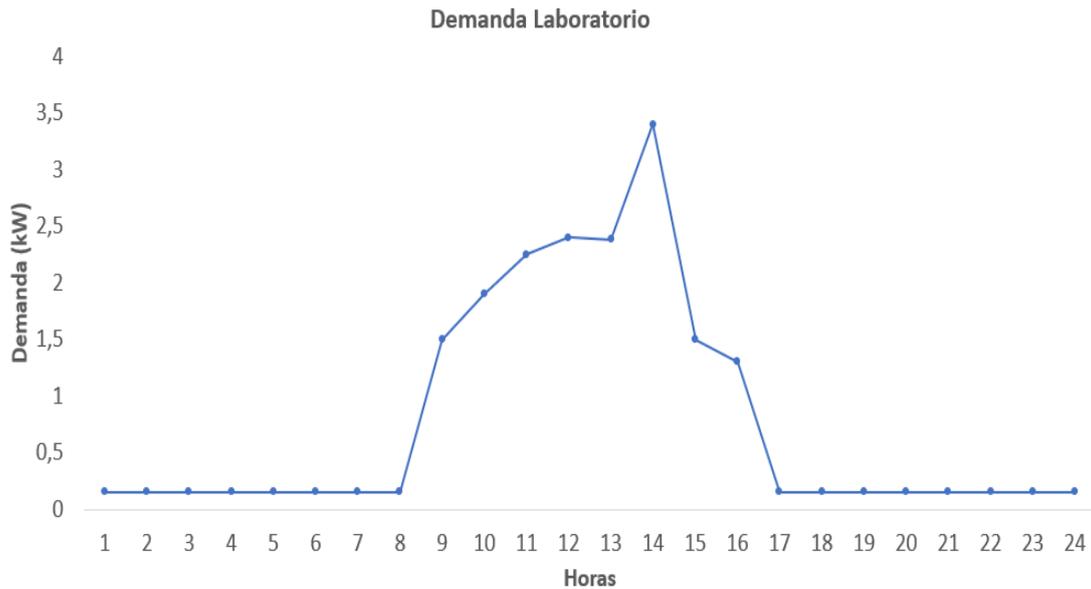


Fig 13: gráfico demanda por horas laboratorio

La variación de la demanda del laboratorio dependerá enteramente del personal del laboratorio que se encuentre trabajando en ese mismo momento, a diferencia del invernadero. En las horas en las cuales no hay personal trabajando no habrá casi demanda, ya que no habrá consumo de iluminación del laboratorio ni de equipos utilizados por el personal del laboratorio.

En lo que respecta a la variación de la demanda en las horas laborables, en las horas laborables la demanda se va incrementando hasta llegar a un pico de demanda a las 13:00 h. La razón por la cual hay un punto de demanda en esa hora es porque más personal del laboratorio estará trabajando.

A partir de las 17:00 h ya no habrá demanda en el laboratorio debido a que ya no será horario laboral a partir de dicha hora.

#### 4.2.2 Demanda semanal

Se ha simulado con el software HOMER, explicado anteriormente en el apartado de herramientas utilizadas, como sería la demanda semanal en la instalación.

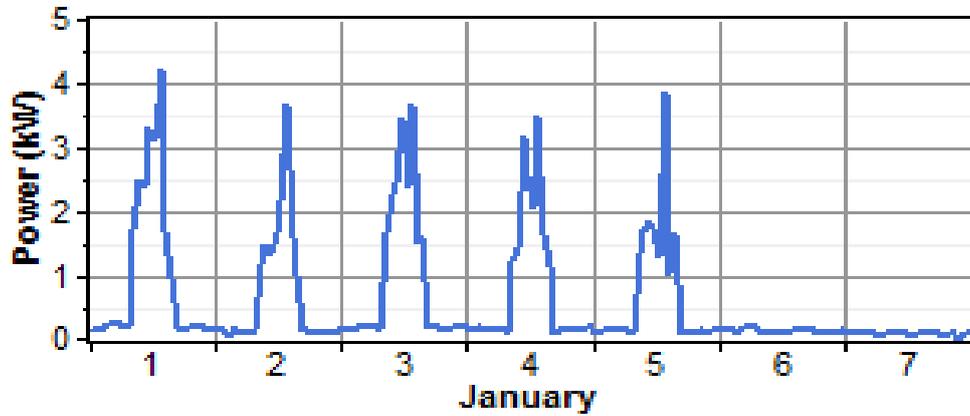


Fig 14: gráfico demanda semanal laboratorio (simulado con HOMER)

Existe una clara disminución de los fines de semana es debido a que en ese periodo el laboratorio no tendrá demanda eléctrica debido a que son días festivos en los que no hay personal trabajando. Por otra parte, en los días laborables se pueden encontrar los picos de demanda en las horas punta del día.

#### 4.2.3 Demanda anual

Se he simulado con el software HOMER la demanda anual en el laboratorio según los datos anteriormente descritos.

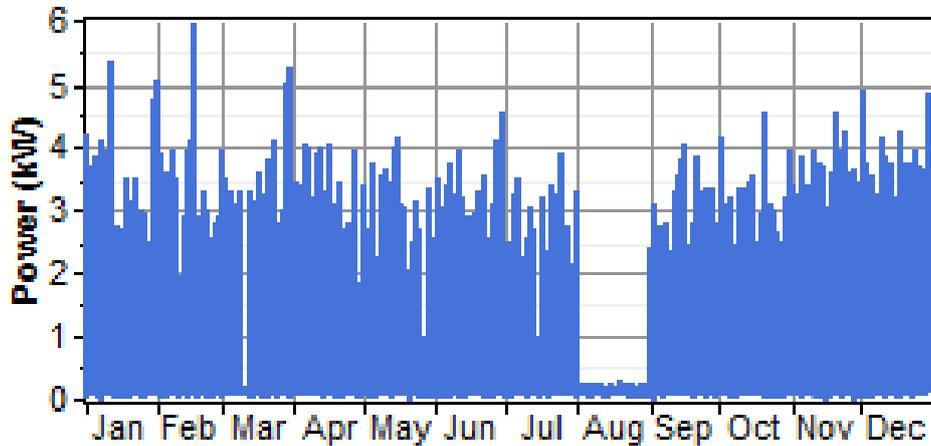


Fig 15: gráfico demanda anual laboratorio (simulado con HOMER)

Lo más significativo que se puede observar en la demanda anual del laboratorio es la nula demanda del mes de agosto. Esto se debe a que en ese mismo mes el personal del laboratorio está en su periodo vacacional, no se consumirá energía eléctrica al no haber personal trabajando ya que la demanda del laboratorio estará ligada al horario laboral.

En el resto de los meses del año se mantiene constante la demanda, habrá picos en los meses de invierno por las pocas horas de luz y el gasto de la energía eléctrica para calefacción.

## CAPITULO 5: RECURSO SOLAR

### 5.1 RECURSO SOLAR

Las instalaciones fotovoltaicas producen energía eléctrica gracias a la irradiación que proviene del sol, por lo que su rendimiento estará ligado al clima de la localización escogida y a la irradiación producida. En este capítulo se expondrán los factores del clima y la irradiación, con los cuales es posible predecir el rendimiento de la instalación fotovoltaica, así como discernir si la localización escogida tiene unas características climáticas idóneas para maximizar el rendimiento de la instalación.

#### 5.1.1 Clima

Los días totalmente despejados son los días en los cuales llegará más irradiación a la instalación, sin embargo, en días nublados también produce energía la instalación, pero contará con un menor rendimiento, ya que no incidirá tanta radiación en las placas solares como en un día totalmente despejado en el que los rayos del sol incidan directamente en los módulos fotovoltaicos.

Se cree que cuanto más calor haya más rendimiento tendrá la instalación, cosa que está alejada de la realidad ya que las altas temperaturas afectan de manera desfavorable a la instalación ya que con las altas temperaturas se reduce ligeramente su productividad, siempre es mejor que la instalación funcione con climas templados, los módulos suelen tener los 25°C de temperatura de funcionamiento óptimo. [3]

El clima en el cual va a estar ubicada esta instalación es el de Valencia, ciudad ubicada en el sur de Europa, la cual cuenta con muchas horas de luz por su latitud. Tal y como se puede observar en el siguiente gráfico, la ciudad de Valencia cuenta con la mayoría de los días totalmente despejados, factor bastante favorable en la mejora de la producción de la energía eléctrica en la instalación fotovoltaica.

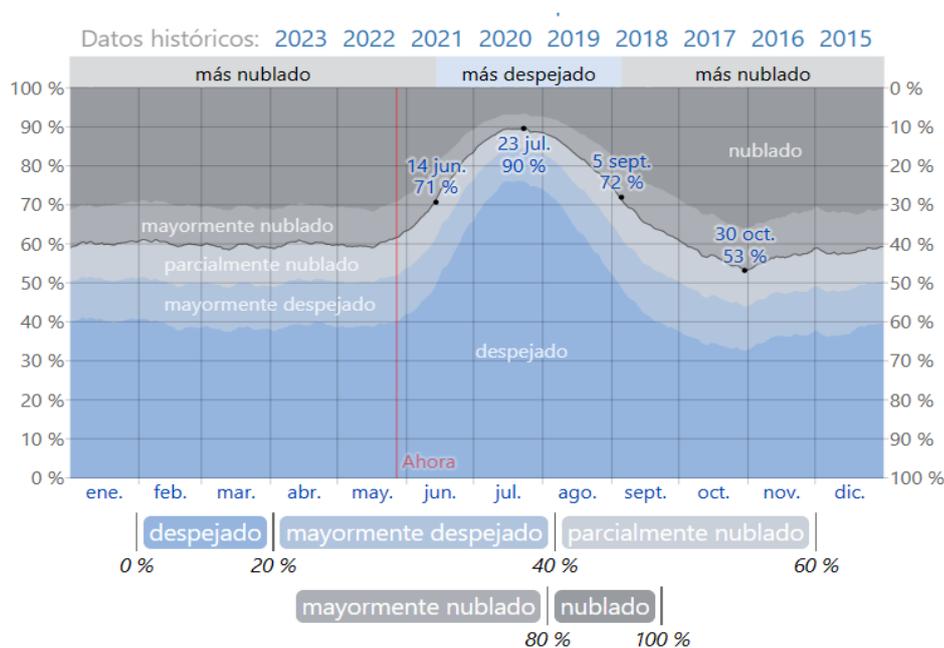


Fig 16: gráfico días nublados (Fuente: WeatherSpark)

La temperatura en la ciudad de Valencia no es del todo favorable ya que la temporada calurosa dura tres meses y durante este periodo la temperatura media es de 27°C, es una ligera bajada del rendimiento debido al calor, no es para nada notable teniendo en cuenta la gran cantidad de recurso solar que se dispone durante la temporada de verano.

Se concluye con que la temperatura no afectará significativamente el rendimiento de esta instalación.

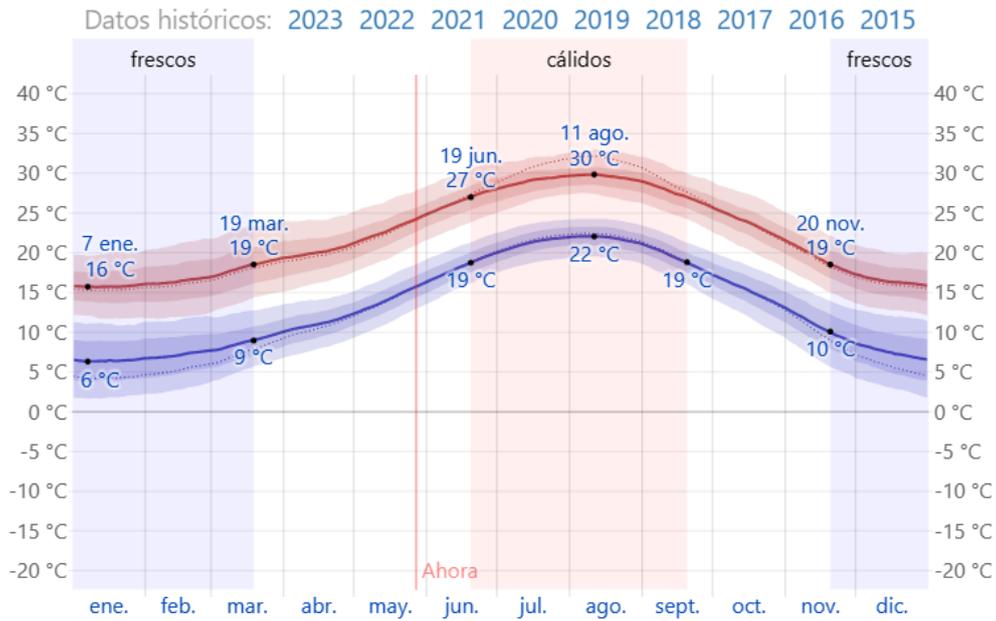


Fig 17: datos temperatura (Fuente: WeatherSpark)

Será importante conocer la variable viento, ya que es necesario para instalar estructuras y módulos fotovoltaicos que puedan soportar la máxima velocidad de viento que puede darse.

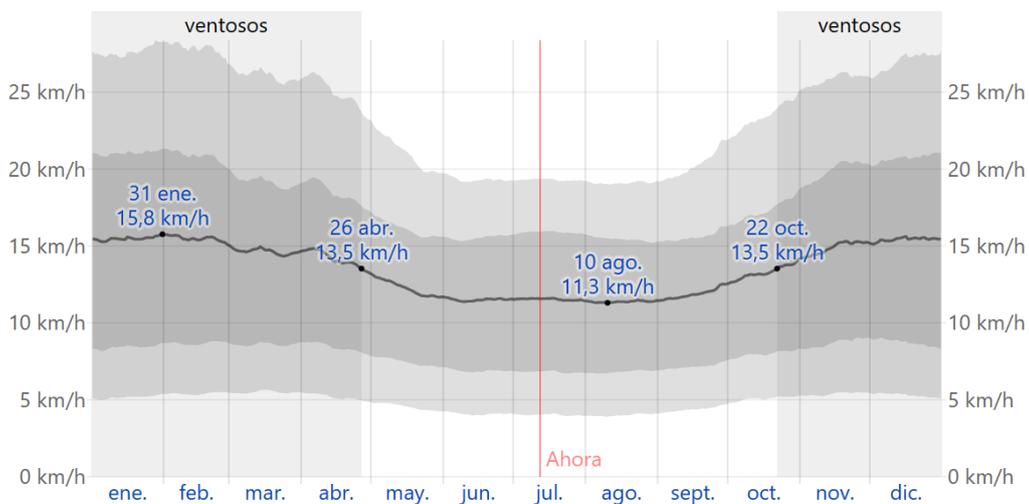


Fig 18: datos viento (Fuente: WeatherSpark)

La máxima velocidad será de 25 km/h, es un factor para tener en cuenta para instalar estructuras que puedan soportar vientos mucho mayores que la máxima velocidad de viento que se puede producir, por lo que se han elegido las estructuras en arreglo al máximo viento que se puede soportar.

Para concluir este apartado, la ubicación en la que estará instalada la instalación fotovoltaica brindará unas condiciones óptimas de clima para la producción de energía fotovoltaica.

### 5.1.2 Irradiación

El sol produce una cantidad de energía constante que en el momento de incidir sobre la superficie terrestre pierde parte de su potencia. La irradiancia es un parámetro que se obtiene sumando la radiación que incide en un determinado periodo de tiempo en una superficie determinada.

A más irradiancia llegue a la instalación, más energía fotovoltaica se producirá. Es importante contar con el factor tiempo, es decir, cuanto tiempo estará la instalación expuesta a la radiación solar.

La irradiación solar se puede medir en la superficie de la Tierra después de la absorción y dispersión atmosférica. Como se ha comentado antes, la irradiación que llega a la superficie depende de ciertas condiciones como la inclinación de los módulos fotovoltaicos, las condiciones atmosféricas...

La irradiación global es la suma de la irradiación directa y difusa sobre los módulos fotovoltaicos y hace que se produzca el efecto fotovoltaico en los módulos produciendo la generación de energía.

En el siguiente grafico se observa la irradiación solar en el año 2020 en la localización exacta de la instalación fotovoltaica. Tal y como se puede observar, los meses de invierno son los que menos irradiación se dispone debido al escaso recurso solar, al contrario que en la temporada de verano.

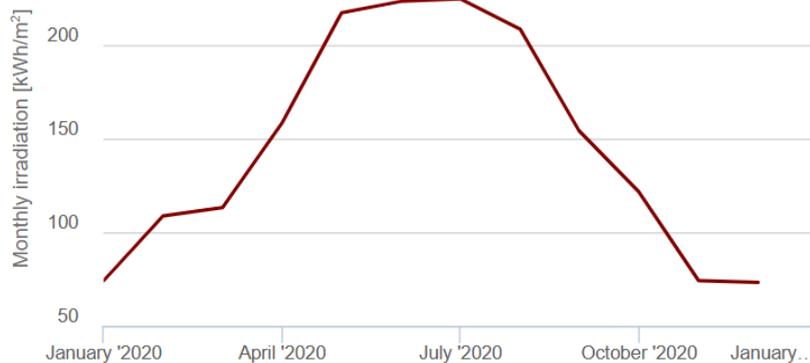


Fig 19: datos irradiación (Fuente: PVGIS)

## CAPITULO 6: ESCENARIOS A ANALIZAR

En este capítulo se van a analizar las distintas configuraciones posibles para esta instalación.

Antes de empezar a comparar los dos escenarios, se deben aclarar ciertas cosas sobre la instalación:

- Se ha valorado tanto la elección de componentes como la distribución de los equipos a la hora de evaluar cuál de las dos es la mejor instalación.
- Se ha comprobado la compatibilidad de los equipos.
- Se ha valorado la instalación fotovoltaica a años vista.

Los objetivos que se quieren conseguir con el escenario elegido son los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos con ángulos modificables.
- Sistema de almacenamiento con iones de litio.
- El sistema debe de ser capaz de trabajar tanto conectado a red como aislado y producir energía eléctrica en ambos casos.

La primera candidata de configuración es la siguiente:

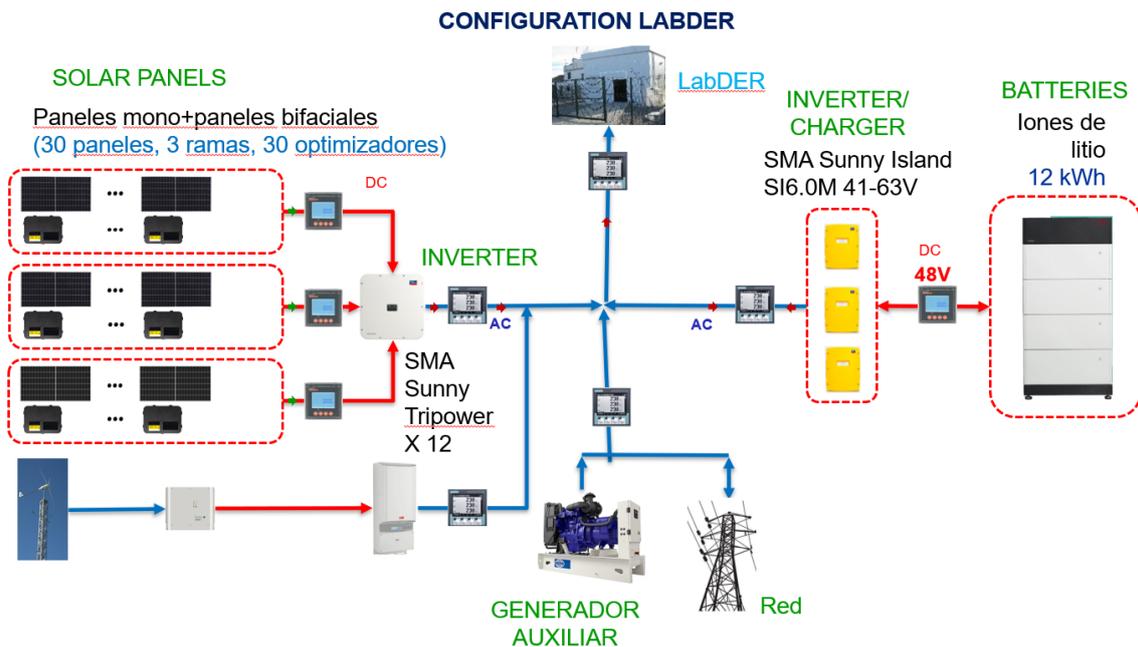


Fig 20: distribución equipos 1º escenario

Las ventajas e inconvenientes son:

Ventajas:

- El inversor tiene 3 entradas, lo que permite conectar sin ninguna dificultad los 3 *string*.
- Los inversores *off-grid* (SMA Sunny Island) son totalmente compatibles con el componente "Multicluster-Box", aparato utilizado para conectar todos los componentes de la instalación, no se instalará en la instalación, sin embargo, quizás en un futuro se requiera, por tanto, se debe garantizar la compatibilidad de los componentes con el mismo.
- El bus de alterna está perfectamente conectado para mandar y recibir electricidad a la red.
- Buena distribución de los equipos.

Desventajas:

- Tiene un precio más elevado que la segunda configuración.

La segunda configuración es la siguiente:

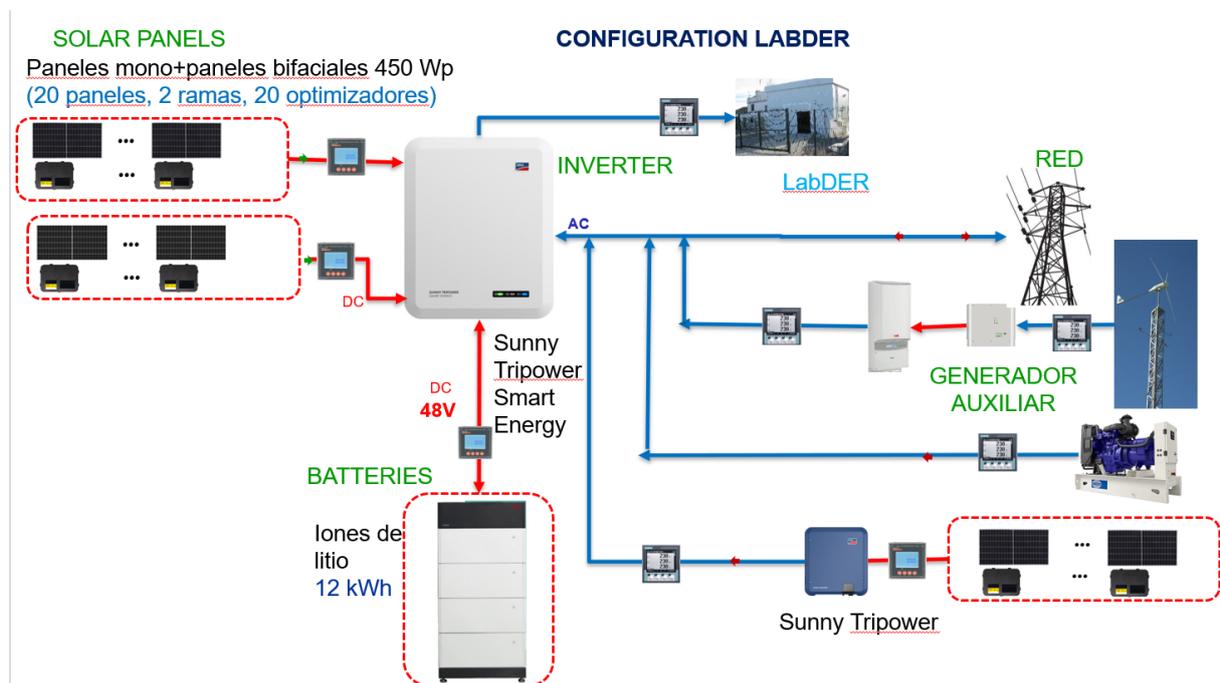


Fig 21: distribución equipos 2º escenario

Como en la anterior instalación, se expondrá a continuación la lista de ventajas e inconvenientes de los equipos.

Esta configuración las siguientes ventajas:

- Batería está conectado directamente al inversor, prescindiendo de inversores Sunny Island.
- Se puede desconectar la energía eólica para pruebas del bus de alterna, lo que hace una instalación más versátil.
- Instalación más económica.

Sin embargo, las desventajas son:

- Cuando el sistema se desconectará de la red, uno de los *string* se desconectaría, lo que provocaría que no se generará electricidad en ese periodo de tiempo.
- El inversor no admite generador auxiliar y tiene 2 seguidores, lo que hace que sea imposible de hacer esta configuración para los 3 *string*.
- Más complicado de distribuir los equipos en el laboratorio.

Se ha seleccionado la primera distribución por las siguientes razones:

- Es compatible con "Multicluster-Box" por si se quisiera instalar a años vista.
- Inversor tiene 3 seguidores y se pueden conectar los distintos *string*.
- No es necesario desconectar ningún *string* si se quiere que trabaje a *off-grid*.

El único inconveniente es el relacionado con su elevado precio económico, por tanto, tardaría más la instalación en tener una amortización. Además, no es realmente un objetivo la amortización de la instalación, los objetivos principales son la producción de energía eléctrica y la realización de pruebas por parte del laboratorio.

## CAPITULO 7: SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES

A continuación, se presentarán los distintos componentes que se han escogido para esta instalación de autoconsumo y se expondrán las razones de por qué esta decisión. Las fichas técnicas de los equipos utilizados estarán incluidas en el anexo de este Trabajo Final de Grado. Es de importancia puntualizar que el alcance de este Trabajo Final de Grado no abarca los componentes de recopilación de datos, como el Sunny Home Manager 2.0, el sensor de irradiación y el Modbus RS495. Serán incluidos en el presupuesto, pero no serán descritos en este capítulo.

### 7.1 PANELES SOLARES

Se van a instalar dos tipos de paneles en la instalación que son los monofaciales, los cuales solo tienen células en una cara del panel, y los bifaciales, los cuales tienen células en las dos caras del panel y aprovechan la radiación producida por el albedo para producir energía eléctrica y así tener un mayor rendimiento.

Respecto al monofacial, se utilizará el modelo Tiger de Jinko Solar (JKM450M-7RL3). El cual tendrá una potencia de 450W.



Fig 22: panel monofacial Jinko Solar (JKM450M-7RL3)

Sus características principales son:

$P_{max}$ (Potencia máxima)	450 Wp
$V_{mp}$ (Potencia de voltaje máximo)	42,86 V
$I_{mp}$ (Intensidad de corriente máxima)	10,50 A

Tabla 1: características panel monofacial 450 W

Del panel bifacial, se ha elegido el modelo Tiger de Jinko Solar (JKM450M-72HLM-BDVP). El cual tendrá una potencia de 450W.

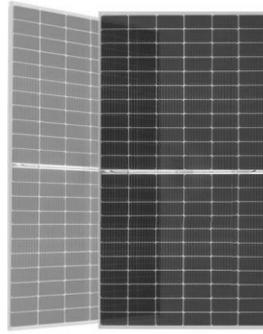


Fig 23: panel bifacial Jinko Solar (JKM450M-72HLM-BDVP)

Sus características principales son:

<b><math>P_{max}</math> (Potencia máxima)</b>	450 Wp
<b><math>V_{mp}</math> (Potencia de voltaje máximo)</b>	41,40 V
<b><math>I_{mp}</math> (Intensidad de corriente máxima)</b>	10,87 A

Tabla 2: características panel bifacial 450 W

Las razones por las cuales se han seleccionado estos paneles han sido las siguientes:

- Cumplen con la especificación correcta de la potencia generada
- Asequible tamaño para poder colocarlos tanto en la cubierta como en la fachada sur
- El panel bifacial no tiene muchos modelos en el mercado que vendan de forma unitaria, por lo que se ha escogido el panel bifacial disponible y el equivalente para panel convencional.
- Según sus características, son compatibles con el resto de los equipos según los cálculos realizados en su capítulo correspondiente.

## **7.2 ESTRUCTURAS**

Se han seleccionado estructuras distintas para la cubierta y para la fachada de esta instalación.

Se han escogido estructuras para la cubierta que dispongan de una inclinación modificable de 15° y de 30°, pese a que su ángulo sea modificable, se van a utilizar con una inclinación de 15° por el tema de las sombras producidas por los módulos fotovoltaicos en la instalación, sus cálculos estarán en el apartado correspondiente.

La estructura será triangular con inclinación ya que es necesario para los módulos fotovoltaicos bifaciales para así poder aprovechar el albedo y maximizar el rendimiento de la instalación.

En concreto es la estructura 11V, la cual está hecha para cubierta de chapa metálica que es el tipo de cubierta del laboratorio. Se puede ver en la siguiente imagen:



*Fig 24: chapa metálica de la cubierta*

La estructura inclinada será la siguiente:



*Fig 25: estructura de la cubierta*

Tiene una disposición vertical de los módulos para que así pueda optimizar totalmente el espacio existente en la cubierta del laboratorio. Según su ficha técnica, tiene las siguientes características:

<ul style="list-style-type: none"><li>• Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.</li><li>• Anclaje a correas</li><li>• Soporte premontado.</li><li>• Disposición de los módulos: Vertical.</li><li>• Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.</li><li>• Tornillería de anclaje no incluida.</li><li>• Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.</li><li>• Inclinación estándar 15° y 30°.</li></ul>	
Viento:	Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales:	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería de acero inoxidable A2-70
<i>Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.</i> <i>Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.</i>	
<b>Dos opciones:</b> Para módulos de hasta <b>2279x1150 - Sistema Kit</b>	
2279x1150	 (Ver página 2)
Carga de nieve: 40 kg/m <sup>2</sup>	

Fig 26: características estructura cubierta

Es una estructura que acopla totalmente a la instalación por las siguientes razones:

- Compatible con chapa metálica.
- Disposición vertical.
- Kit disponible de varios módulos.
- Soportan vientos de hasta 150 km/h: como se ha indicado en el apartado de clima, los vientos máximos en la ciudad de Valencia serán de 25 km/h.
- Las dimensiones de los módulos fotovoltaicos para la cual es compatible la estructura son totalmente compatibles con los seleccionados.
- Tiene una inclinación de 15°.

Una vez seleccionada la estructura de la cubierta se debe seleccionar la estructura coplanar a la pared. No ha sido sencillo encontrar una estructura debido al carácter experimental de instalar los módulos fotovoltaicos coplanares a la fachada. Se han seleccionado distintos materiales de instalación, los cuales, instalándolos de cierta forma, se consigue el resultado deseado de instalación. [4]

El montaje consiste en utilizar el perfil P26 para que soporte a los módulos fotovoltaicos, el cual tiene las siguientes características mecánicas aceptables, que lo hacen muy buen candidato, además de su compatibilidad con los materiales necesarios para su instalación y mantenimiento.

Código		Tipo de Carga	
		Succión	Presión
Resistencia mecánica	[kg]	1000	1000
Distancia máxima entre Apoyos	[m]	3	3
Distancia máxima de Voladizo	[m]	0.5	0.5
Instalación de tornillería autotaladrante		Superior	Inferior
			

Fig 27: características mecánicas perfil

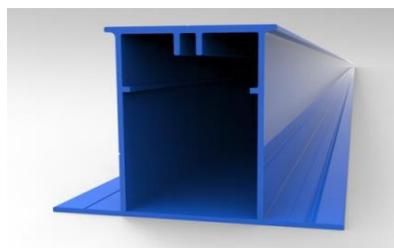


Fig 28: perfil P26

Para colocar este perfil de forma perpendicular a la pared, además del perfil anteriormente mencionado, se usarán los siguientes materiales:

- Soporte S4: se usará para fijar el perfil P26 a la fachada.

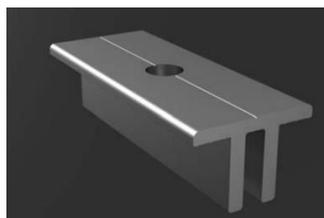


Fig 29: soporte S4

- Grapa G10: se usará para fijar los módulos a los perfiles



Fig 30: grapa G10

- Conector 35x35x2 mm: se usará para unir perfiles P26 en caso de que sea necesario por la longitud de la instalación.



Fig 31: conector 35x35x2

- Varilla roscada  $\varnothing 12$ : Servirá para que se pueda poner el soporte S4.

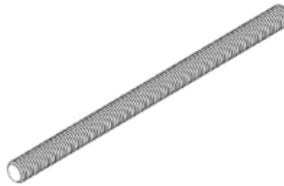


Fig 32: varilla roscada  $\varnothing 12$

- DIN 7504 KO 6,3x75 mm auto taladrante: Servirá para fijar los módulos al perfil

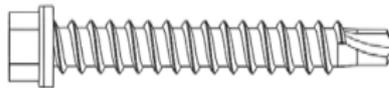


Fig 33: DIN 7504 KO 6,3x75 mm auto taladrante

- DIN 7504 KO 6,3x25 mm auto taladrante: Servirá para la unión de perfiles

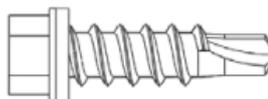


Fig 34: DIN 7504 KO 6,3x25 mm auto taladrante

- Tuerca DIN 934 A2 M12: Servirá para sellar la varilla roscada y poner el soporte.



Fig 35: tuerca DIN 934 A2 M12

- Arandela DIN 9021 A2 M12: Servirá para sellar la varilla roscada y poner el soporte.



Fig 36: arandela DIN 9021 A2 M12

- Arandela EPDM: Servirá para sellar la varilla roscada y poner el soporte.



Fig 37: arandela EPDM

Es de importancia comentar de qué manera será instalado el módulo fotovoltaico en la fachada además de sus componentes utilizados, ya que según el equipamiento y la distribución que se ha seguido para instalar los módulos, se ha elegido una distribución característica para los módulos coplanares.



Fig 38: instalación de módulos fotovoltaicos coplanares a la fachada (Fuente: manual instalación)

Así se presentaría el montaje final de los módulos fotovoltaicos, se puede observar cómo los módulos fotovoltaicos están totalmente coplanares, sujetos en los perfiles dispuestos en la pared. Este tipo de instalación cumple con las características de la pared, ya que hay diversas dificultades a la hora de hacer una disposición de los módulos, ya que hay tanto ventanas como tuberías en la fachada sur del edificio que lo dificultarían.



*Fig 39: fachada sur del Laboratorio de Recursos Energéticos (Fuente: Google Earth)*

Tal y como se observa en esta imagen en la fachada sur del laboratorio donde se instalarían los módulos fotovoltaicos coplanares se encuentran tanto tuberías, como ventanas de rejilla. Se ha tenido que escoger cuidadosamente la distribución de los módulos, debido a cómo sería la instalación de las estructuras de los módulos coplanares, sería imposible instalarlos en rejillas o tuberías, solamente es posible instalar los módulos fotovoltaicos en el área de la pared que sea totalmente lisa.

Se han podido distribuir con éxito los 10 módulos coplanares pese a las dificultades que se encuentran en la fachada. La distribución final de los módulos se encuentra en el anexo II de este Trabajo Final de Grado.

El manual de instalación se encontrará en el anexo correspondiente a las fichas técnicas de los equipos de este Trabajo Final de Grado.

### 7.3 INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

El inversor seleccionado de conexión a red ha sido el “Sunny Tripower 12 X”, el cual tiene las siguientes características técnicas:

<b>Potencia máxima del generador fotovoltaico</b>	1800 Wp
<b>Tensión de entrada máxima</b>	1000 V
<b>Rango de tensión del MPP</b>	210 V a 800 V
<b>Tensión asignada de entrada</b>	580 V
<b>Cantidad de seguidores del MPP</b>	3

Tabla 3: Características inversor conexión a red



Fig 40: inversor SMA Sunny Tripower 12 X

Se ha seleccionado según los siguientes criterios:

- Cumple según los cálculos de sus especificaciones técnicas.
- Es compatible con “Multicluster-Box” de SMA, por si en un futuro se desea instalar el “multicluster”, pese a que no se cuente con él en la instalación.
- Cuenta con un gran rendimiento.
- Se ha querido seleccionar los inversores, tanto *off-grid* como de conexión a red, de la misma marca SMA por temas de compatibilidad de los equipos.
- Puede convertir hasta 18.000 W, lo que le hace tener una potencia ideal para esta instalación fotovoltaica.

## 7.4 CONDUCTORES

Los conductores utilizados en esta instalación se han seleccionado según el criterio térmico y de caída de tensión, reflejados en el capítulo correspondiente de este Trabajo Final de Grado, para que así puedan cumplir con la normativa correspondiente.

Los conductores de corriente continua tendrán una sección de  $16 \text{ mm}^2$  con una longitud de 50 m y los conductores de la parte de alterna, tendrán una sección de  $50 \text{ mm}^2$  con longitud de 100 m.

Respecto a su material, se ha seleccionado:

- Conductor de aluminio ya que es más económico para el precio de la instalación.
- Aislante de XLPE ya que es mejor aislante.
- Cubierta de PVC.

Para el cable de corriente continua se ha seleccionado un tipo de cable con las características mencionadas anteriormente con la cubierta de PVC.



Fig 41: conductor de aluminio  $16 \text{ mm}^2$

Por otra parte, el cable de corriente alterna será idéntico al de corriente continua, solamente que con una sección de  $50 \text{ mm}^2$ .

## 7.5 PROTECCIONES

Las protecciones se han seleccionado a la normativa de Instalaciones Electrotécnicas de Baja Tensión como se reflejan en el apartado correspondiente de los cálculos en la instalación.

### 7.5.1 Lado de continua

#### Fusible

Para proteger los *string* de los módulos fotovoltaicos, tanto de cortocircuitos como sobrecargas se pretende cumplir con lo que indica la norma UNE-EN 60364-7-712 [11]:

- En una instalación fotovoltaica con uno o dos *string* en paralelo no es necesario instalar dispositivos que protejan frente las sobreintensidades.
- Si el inversor dispone de varios sistemas MPP independientes entre sí, el número de cadenas es el correspondiente a cada entrada MPP.

En esta instalación, solo habrá un *string* en paralelo por cada entrada MPP, según la norma no se requiere un dispositivo de protección frente a la sobreintensidad.

No es necesario según la normativa instalar elementos de protección contra sobreintensidades, se instalarán porque su bajo coste y para que se le brinde una protección adicional. Se instalará un fusible en cada *string*.

Finalmente, se ha seleccionado el fusible cilíndrico Gpv 10x38 de 15 A de corriente nominal y 1000 VDC de tensión. Es para la protección contra sobreintensidades, para proteger los *string*. Se necesitarán 3 de ellos al necesitar un fusible de protección para cada *string*.



Fig 42: fusible Gpv 10x38

Los motivos por los que se ha llevado a seleccionar este fusible han sido los comentados anteriormente de buscar una protección adicional y los cálculos realizados en el apartado correspondiente, que corroboran que tendrá unas características idóneas para cortar la corriente en caso de sobretensión, las cuales son las indicadas en la siguiente tabla:

<b>Corriente nominal</b>	15 A
<b>Tensión</b>	1000 V

Tabla 4: características fusibles Gpv 10x38

### Protector sobretensiones transitorias

Se ha seleccionado el protector contra sobretensiones transitorias: MAXGE 2P-Clase II-40kA20kA-3,8kV 1000V DC. Se utilizará para la protección de sobretensiones en la parte de continua, más concretamente para las sobrecargas atmosféricas. Se necesitarán 3 de ellos, ya que se necesitará uno para cada entrada del inversor.

Según la condición comprobada en el apartado de cálculos, no es estrictamente necesaria su instalación. Se ha decidido instalarlo ya que el valor de la densidad de descargas a tierra es referente al año 2019 y si por un casual aumentara la instalación no estaría debidamente protegida si al elegir las protecciones solo están aferrados al dato de un año en particular.

Antes de exponer los motivos que han llevado a escoger este dispositivo de protección, es importante comentar que la instalación fotovoltaica es de clase II según el ITC-BT-23 [5], ya son de categoría II los equipos que se conectan a una instalación eléctrica fija.



Fig 43: interruptor magnetotérmico MAXGE 2P-Clase II-40kA20kA-3,8kV 1000V DC

Sus características principales son:

<b>Protección de sobretensión</b>	3,8kV
<b>Tensión máxima</b>	1000 V
<b>Intensidad de corriente</b>	40kA

Tabla 5: características interruptor magnetotérmico MAXGE 2P-Clase II-40kA20kA-3,8kV

Teniendo en cuenta la información anteriormente comentada, las razones por las cuales se ha elegido este dispositivo son:

- Su tensión de protección de sobretensión es de 3,8 kV, lo cual es idóneo ya que la tensión de protección de sobretensión debe ser mayor al límite de protección para la Categoría II, el cual es de 2,5 kV, según marca la normativa anteriormente mencionada.
- La máxima tensión que puede producirse en los *string* no debe ser mayor que la tensión máxima del dispositivo. Está justificado en el apartado de cálculos según la tensión de circuito abierto de los módulos, 1000 V es más que suficiente, ya que la mayor tensión que se producirá será de 515 V.

### 7.5.2 Lado de alterna

Para la protección frente a sobrecorrientes en la parte de corriente alterna, se ha seleccionado el interruptor GV5P150F, el cual es un interruptor magnetotérmico.



Fig 44: interruptor GV5P150F

Sus características principales son:

<b>Corriente nominal</b>	40 A
<b>Poder de corte</b>	36 kA
<b>Corriente de disparo</b>	2250 A
<b>Corriente nominal</b>	150 A

Tabla 6: características interruptor GV5P150F

Se ha escogido este interruptor magnetotérmico en arreglo al apartado de cálculos, dependiendo de las características técnicas y de si pudiera proteger la instalación bajo las tensiones y voltajes producidos.

## 7.6 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra debe hacerse tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. Respecto la parte de corriente continua, se ha concluido que no se necesita equipamiento adicional, ya que el inversor “Sunny Tripower SMA 12X” tiene todas las protecciones necesarias para proteger la instalación frente a contactos directos e indirectos.

Para la parte de corriente alterna sí que se necesita un interruptor diferencial, tal y como lo indica el ITC-BT-25, debe tener ese interruptor diferencial una sensibilidad de mínimo 30 mA para no dañar a las personas.

Se ha dimensionado teniendo en cuenta el interruptor magnetotérmico escogido anteriormente, para que actúe solo al producirse el fallo a tierra y no en caso de protección frente a sobrecargas o cortocircuitos. El interruptor diferencial deberá tener los valores de las características del interruptor magnetotérmico escogido mayores o iguales, para que así solamente actúe en caso de producirse el fallo a tierra, los cuales son:

Datos	Interruptor magnetotérmico	Interruptor diferencial
Corriente nominal	150 A	160 A
Poder de corte	36 kA	36 kA

Tabla 7: comparación interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial

El interruptor diferencial escogido será el LV426728 de Schneider Electric, el cual cumple con tener los valores más elevados del interruptor magnetotérmico.

Se cumplirían las condiciones para que, al producirse un fallo a tierra, solo actúe el interruptor y no en caso de protección frente a sobrecargas o cortocircuitos.



Fig 45: interruptor diferencial LV426728

Se ha seleccionado un cable de protección a red para también proteger el inversor. Tendrá una sección de 50 mm<sup>2</sup> según lo realizado en el apartado de cálculos.

Para la elección del componente de la puesta a tierra se han realizado los cálculos necesarios, los cuales se encuentran en el capítulo 8 en su correspondiente apartado, atendiendo a la normativa que se ha seguido para la protección a personas.

Se ha seguido la normativa ITC-BT-18 [13], la cual indica que el valor de la resistencia de tierra será el que cualquier masa no dé lugar a tensiones de contacto superiores a 50 V.



*Fig 46: pica de acero*

Se ha escogido una pica de 2 m de acero con una capa de cobre de 2 micras. Se necesitarán 2 picas, una para continua y otra para alterna. Hemos escogido estos materiales por las siguientes razones:

- Sirve para cualquier tipo de puesta a tierra
- Gran durabilidad
- Resistencia a la corrosión

Su precio será de 16,34 € cada una, no suele ser elevado el precio de las picas de puesta a tierra.

## 7.7 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

En el siguiente se expondrán los equipos seleccionados para el sistema de almacenamiento de la instalación, tanto baterías como inversores *off-grid*.

### 7.7.1 Baterías

A continuación, se expondrán las razones por las cuales se han llevado a elegir la batería seleccionada para la instalación fotovoltaica.



Fig 47: batería

Para elegir el tipo de batería, solo se barajó la posibilidad de elegirla de litio, ya que las de plomo ácido tienen varios problemas que no la hacen una buena candidata, como su baja eficiencia de carga, la emisión de gases corrosivos, la menor rapidez de carga frente a las de litio...

La batería seleccionada es la batería B-BOX PREMIUM LVS12. Es una batería de litio de 48V, se ha seleccionado por las dos siguientes razones de peso:

- Su capacidad cumple con las características necesarias para esta instalación.
- Es un modelo compatible con el inversor *off-grid* Sunny Island 6.0 H. [6]
- Tiene la capacidad necesaria para esta instalación fotovoltaica, justificada en el apartado correspondiente de cálculos.

### 7.7.2 Inversor *off-grid*, cargador

Para el inversor *off-grid* se han escogido 3 Sunny Island 6.0, los cuales tienen las siguientes características:

<b>Corriente máx de entrada de alterna</b>	50 A
<b>Potencia máx de entrada de alterna</b>	11500 W
<b>Tensión asignada de entrada</b>	48 V

Tabla 8: características inversor *off-grid*

- Es integrable y ampliable de forma modular en sistemas monofásicos y trifásicos de entre 1 y 30kW.
- Compatible con la batería de ion de litio que se ha seleccionado.
- Es compatible con "Multicluster-Box" para futuras ampliaciones de la instalación.
- Puede ser acoplado en paralelo sobre una fase para sistemas de entre 3kW hasta 24kW.
- Puede convertir de manera eficiente la corriente continua en alterna que sale de las baterías.



Fig 48: inversor Sunny Island 6.0

## 7.8 OPTIMIZADORES

Los optimizadores serán utilizados en esta instalación fotovoltaica para evitar las pérdidas de potencia que se puedan producir por las sombras en los módulos fotovoltaicos. El dispositivo será instalado de forma individual en cada panel solar. Se instalará uno por cada módulo fotovoltaico para así optimizar la instalación cuando hay sombras además de monitorizar la instalación.



Fig 49: optimizador

Tienen las siguientes características:

<b>Máximo voltaje de entrada</b>	80 V
<b>Rango de corriente de entrada</b>	16-80 V
<b>Máxima corriente</b>	15 A
<b>Máxima corriente de cortocircuito</b>	20 A

Tabla 9: características optimizador

Este tipo de optimizadores son idóneos para la instalación, ya que deben de cumplir con las características de los módulos fotovoltaicos.

Las características de los módulos fotovoltaicos monofaciales son las siguientes:

- $V_{mp} = 42,86 \text{ V}$
- $I_{mp} = 10,50 \text{ A}$
- $I_{sc} = 11,32 \text{ A}$

Las características de los módulos fotovoltaicos bifaciales son:

- $V_{mp} = 42,86 \text{ V}$
- $I_{mp} = 10,50 \text{ A}$
- $I_{sc} = 11,32 \text{ A}$

Observando las características anteriores, este optimizador cumple con las especificaciones necesarias para instalarlo en cada módulo fotovoltaico para así optimizar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

## CAPITULO 8: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

A continuación, se hará una explicación de los diferentes cálculos que se han realizado para diseñar la instalación de una manera óptima.

### 8.1 CONFIGURACIÓN Y DISPOSICIÓN DE LOS PANELES

Para realizar este cálculo, se ha tenido en cuenta los datos del inversor y de los módulos fotovoltaicos para así agruparlos en *string* de la manera más eficiente posible.

La configuración que se pretende conseguir en base a comodidad de logística son 10 módulos por *string*, se debe comprobar que cumpla con las ecuaciones siguientes. [7]

En primer lugar, se deberá de calcular el voltaje máximo de entrada con la siguiente fórmula:

$$V_{OCM\acute{a}x} = Voc + Voc \cdot [(T_{min} - T_{amb}) \cdot \left(\frac{T_{coefvoc}}{100}\right)] \quad (1)$$

Siendo:

- $V_{OCM\acute{a}x}$ : tensión máxima de circuito abierto (V).
- $Voc$ : Tensión de circuito abierto de los módulos (V).
- $T_{amb}$ : Temperatura ambiente de donde se ubica la instalación (°C).
- $T_{min}$ : Temperatura mínima de donde se ubica la instalación (°C).
- $T_{coefvoc}$ : Coeficiente de temperatura de los módulos solares fotovoltaicos (%/°C).

La temperatura máxima y mínima de la ciudad de Valencia, según WeatherSpark son las siguientes:

- $T_{amb} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- $T_{min} = 6 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Para calcular la tensión máxima de circuito abierto de los módulos, se tiene tanto la tensión de los módulos monofaciales como bifaciales. Se utilizará para el cálculo el de los módulos monofaciales al ser mayor y ser un valor más restrictivo.

Por tanto:

- $Voc = 51,50 \text{ V}$
- $T_{coefvoc} = -0,28 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$

Sustituyendo en la ecuación (1), la tensión máxima de circuito abierto será:

- $V_{OCM\acute{a}x} = 54,23 \text{ V}$

Para calcular el número máximo de módulos por *string*, se utilizará la siguiente ecuación:

$$Módulos_{string} = V_{max\ entrada}/V_{OCMáx} \quad (2)$$

Siendo:

- $Módulos_{string}$ : número máximo admisibles de módulos por string (V)
- $V_{max\ entrada}$ : tensión de entrada del inversor (V)
- $V_{OCMáx}$ : valor anteriormente calculado (V)

La tensión máxima de entrada del inversor tendrá un valor de 1000 V.

Sustituyendo en la ecuación (2), los módulos máximos admisibles por *string* serán de 18,43.

Atendiendo al resultado, se podrán instalar *string* de 10 módulos en la instalación como estaba planeado anteriormente.

## 8.2 NÚMERO DE MÓDULOS POR INVERSOR

Posteriormente de calcular los módulos fotovoltaicos por *string*, se debe de calcular el número de módulos totales que admitirá el inversor para saber si realmente cumple con la configuración de los módulos fotovoltaicos.

Para ello, se usará la siguiente ecuación:

$$Mod_{totales} = P_{inmax}/P_{max} \quad (3)$$

Siendo:

- $Mod_{totales}$ : módulos fotovoltaicos totales en el inversor
- $P_{inmax}$ : potencia máxima de entrada del inversor (W)
- $P_{max}$ : potencia pico del módulo (W)

Según la ficha técnica de los equipos:

- $P_{inmax} = 18.000 \text{ W}$
- $P_{max} = 450 \text{ W}$

Sustituyendo en la ecuación (3), el número máximo de módulos fotovoltaicos por inversor será de 40 módulos, son 30 en la instalación, por tanto, se corrobora que cumple el inversor con las características técnicas demandadas para la instalación.

### 8.3 BATERIAS

A continuación, se realizarán los cálculos de las baterías.

Según la energía producida y la demanda que tiene que suplir, el excedente será de aproximadamente de un 15,88 %. Se utiliza la siguiente fórmula para calcular la capacidad de la batería necesaria para la instalación:

$$C_{bateria} = Exc_{vertido} / Prof_{descarga} \quad (4)$$

Siendo:

- $C_{bateria}$ : capacidad batería (kWh)
- $Exc_{vertido}$ : excedente vertido de la instalación (kWh)
- $Prof_{descarga}$ : profundidad descarga de la batería.

El excedente de vertido de la instalación será de 10,18 kWh, según la estimación de la energía producida y la demanda.

La profundidad de la descarga será de 90%.

Sustituyendo en la ecuación, se necesitará una capacidad para las baterías de 11,31 kWh.

Se seleccionará la batería de 12kWh, de este modo habrá cierto margen de maniobra. [8]

### 8.4 DISTANCIA ENTRE MÓDULOS

Es de gran importancia calcular la distancia mínima entre módulos que se va a disponer en la instalación, ya que puede haber sombras producidas por los módulos fotovoltaicos que pueden perjudicar al rendimiento de la instalación. [9]

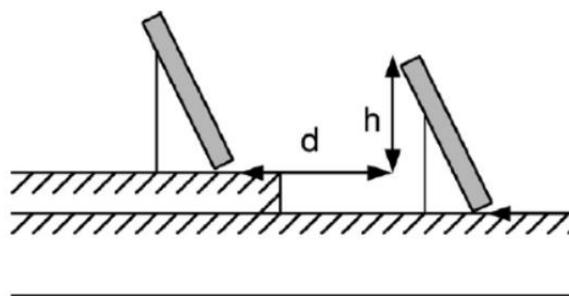


Fig 50: esquema cálculo distancia mínima entre módulos (Fuente: tecnosolab.com)

Se calculará la distancia entre módulos, según la latitud del lugar de la instalación siguiendo la siguiente ecuación:

$$d = h / \tan(61 - \text{latitud}) \quad (5)$$

Siendo:

- $d$ : distancia medida sobre la horizontal de los módulos
- $h$ : altura máxima del módulo
- *latitud*: latitud de la ubicación de la instalación (39° en la ciudad de Valencia)

Para calcular  $h$ , se debe de tomar en cuenta la inclinación que deberán tener los módulos fotovoltaicos.

Siguiendo la siguiente imagen que representa en lo que se basa para elegir la distancia entre módulos y la ecuación:

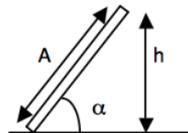


Fig 51: esquema cálculo distancia mínima entre módulos (Fuente: tecnosolab.com)

$$h = A \cdot \text{sen}(\alpha) \quad (6)$$

Siendo:

- $A$ : área del módulo
- $\alpha$ : inclinación del módulo (15°)

Sustituyendo en las ecuaciones las variables de los módulos fotovoltaicos, los resultados de la distancia mínima de separación entre las filas de módulos serán los siguientes:

	Área módulos ( $A$ )	Altura máxima ( $h$ )	Distancia entre módulos (m)
<b>Monofaciales</b>	2,24 m <sup>2</sup>	0,579 m	1,43 m
<b>Bifaciales</b>	2,17 m <sup>2</sup>	0,56 m	1,38 m

Tabla 10: distancia entre módulos fotovoltaicos

Se tendrá una distancia entre módulos respecto a los módulos monofaciales de 1,43 m y respecto a los bifaciales de 1,38 m para garantizar que no se producen pérdidas por sombras provocadas por la otra fila de módulos fotovoltaicos.

Toda esta disposición será reflejada en el plano de la disposición de los módulos fotovoltaicos en cubierta en el anexo de este Trabajo Final de Grado.

## 8.5 SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

En este apartado describirán los criterios que se han seguido para calcular la sección óptima del cable, así como la longitud que tendrá el cableado en el momento de hacer la instalación.

Antes de realizar los cálculos, se definirá la longitud que se necesitará de la parte de corriente continua como para la parte de alterna, según la distribución del equipamiento, para la parte de corriente continua se necesitarán 50 m y para la de corriente alterna, 100 m.

Se utilizará un conductor de aluminio al ser más económico y aislamiento de XLPE.

### 8.4.1 Criterio térmico

Para sus cálculos, se tomarán en cuenta valores como la temperatura ambiente y el factor de agrupación.

Se utilizará la norma UNE-HD 60364-5-52 [10], explicado más detalladamente su uso en el apartado de normativa.

Para los cálculos de la corriente continua y la corriente alterna, se tomarán en consideración los siguientes puntos:

- El conductor del cable será de aluminio con aislante de XLPE, que soporta una temperatura máxima de hasta 90°C.
- La sección inicial de la cual se empezarán a realizar los cálculos será de 4 mm<sup>2</sup>.
- La temperatura ambiente de referencia para realizar los cálculos será de 20 °C.

#### 8.4.1.1 Corriente continua

En este subcapítulo se calculará la sección por el criterio térmico de la parte de corriente continua.

Este cálculo se basa en averiguar si la corriente generada por cada *string* cumple con el requisito de la corriente admisible.

Se tomará en consideración el método de instalación F, que es sobre bandeja perforada.

Sabiendo que la sección es de 4 mm<sup>2</sup>, se buscará la intensidad de tabla:

F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-

Tabla 11: intensidades de tabla según tipo de aislante y conductor (fuente: norma UNE-HD 60364-5-52)

La intensidad de tabla será de 35 A, esta es la intensidad de tabla para el tipo de material del conductor (aluminio), el material del aislante (XLPE), el método de instalación (F) y la sección (4 mm<sup>2</sup>), se comprobará si cumple con las características del criterio térmico.

Para calcular la intensidad máxima admisible, se deberá de calcular el factor de temperatura y de agrupamiento al ser un método de instalación no enterrado.

Teniendo en cuenta que el aislamiento es XLPE y la temperatura ambiente es de 20 °C:

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	PVC	XLPE y EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04

Tabla 12: coeficientes de corrección de temperatura (fuente: norma UNE-HD 60364-5-52)

El factor de corrección de la temperatura es de 1,08.

Siendo una bandeja perforada con 3 circuitos agrupados:

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables múltiples								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72

Tabla 13: coeficientes de corrección de agrupación (fuente: norma UNE-HD 60364-5-52)

El factor de agrupamiento es de 0,82.

La intensidad máxima admisible se calculará de la siguiente manera:

$$I_{m\acute{a}x\_adm} = F_{Temp} \cdot F_{Agrup} \cdot I_T \quad (7)$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x\_adm}$ : Intensidad máxima admisible (A).
- $F_{Temp}$ : Factor de corrección de la temperatura.
- $F_{Agrup}$ : Factor de corrección de agrupamiento.
- $I_T$ : Intensidad de tabla (A).

En la siguiente tabla quedará reflejado el cálculo:

Sección	I tabla	Factor agrupamiento	Factor temperatura	I máx admisible
4 mm <sup>2</sup>	35 A	0,82	1,08	30,996

Tabla 14: datos y cálculo para la intensidad máxima admisible de corriente continua

Mediante la siguiente ecuación, se afirmará si realmente cumple con la intensidad máxima admisible:

$$I_{m\acute{a}x\_string} = 1,25 \cdot I_{SC\_mod} \leq I_{m\acute{a}x\_adm} \quad (8)$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x\_string}$ : Intensidad máxima de los string (A)
- $I_{m\acute{a}x\_adm}$ : Intensidad máxima admisible de los módulos fotovoltaicos (A)
- $I_{SC\_mod}$ : intensidad de cortocircuito del módulo (A)

Por otra parte, se calculará la intensidad máxima de los *string*, para saber si cumple con las condiciones el diseño. Hay dos tipos de panel distintos, por tanto, se calculará para los dos tipos de panel:

- JINKO TIGER 450 W MONOFACIAL
  - $I_{SC\_mod} = 11,32$  A
  - $I_{m\acute{a}x\_string} = 1,25 \cdot 11,32 = 14,15$  A
- JINKO TIGER 450 W BIFACIAL
  - $I_{SC\_mod} = 11,56$  A
  - $I_{m\acute{a}x\_string} = 1,25 \cdot 11,56 = 14,45$  A

Según la ecuación (8), cumple con el criterio y por tanto, se seleccionará la parte de continua la sección de 4 mm<sup>2</sup>.

### 8.4.1.2 Alterna

Por otra parte, se calculará la caída de tensión por la parte de alterna.

El método de instalación es método F, instalación sobre bandeja perforada.

Se calculará la intensidad máxima admisible, para ello el primer paso es averiguar cuál es la intensidad de tabla en función del método de instalación, material del conductor y material del aislante:

F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-

Tabla 15: intensidades de tabla según tipo de aislante y conductor (fuente: norma UNE-HD 60364-5-52)

La intensidad de tabla será de 35 A, para calcular la intensidad máxima admisible se tendrán que calcular los criterios de corrección.

Para el factor de corrección de temperatura, teniendo una temperatura ambiente de 20°C y un aislamiento de XLPE:

Temperatura ambiente °C	PVC	XLPE y EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04

Tabla 16: tabla coeficientes de corrección de agrupación (Fuente: UNE-HD 60364-5-52)

Por tanto, el factor de corrección de la temperatura será de 1,08.

No se aplicará el factor de agrupamiento, será 1, ya que en la parte de alterna solo habrá un cable a diferencia de 3 como había en la parte de continua.

La fórmula de intensidad admisible será:

$$I_{m\acute{a}x\_adm} = F_{Temp} \cdot F_{Agrup} \cdot I_T \quad (9)$$

Atendiendo a los valores calculados y recopilados, se calculará la intensidad máxima admisible:

Sección	I tabla	Factor agrupamiento	Factor temperatura	I máx admisible
4 mm <sup>2</sup>	35 A	1	1,08	37,8 A
6mm <sup>2</sup>	45 A	1	1,08	48,6 A
10mm <sup>2</sup>	62 A	1	1,08	66,96 A

Tabla 17: datos y cálculo para la intensidad máxima admisible de corriente alterna

Para que la sección seleccionada sea suficiente, se utilizará la siguiente ecuación:

$$I_{m\acute{a}x\_AC} = 1,25 \cdot I_{m\acute{a}x\_inv} \leq I_{m\acute{a}x\_adm} \quad (10)$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x\_AC}$ : intensidad máxima del tramo AC (A).
- $I_{m\acute{a}x\_inv}$ : intensidad máxima de salida del inversor en AC (A).
- $I_{m\acute{a}x\_adm}$ : intensidad máxima admisible (A).

Los cálculos de la intensidad máxima de salida del inversor serán los siguientes:

- $I_{m\acute{a}x\_inv} = 36,6 \text{ A}$
- $I_{m\acute{a}x\_AC} = I_{m\acute{a}x\_inv} \cdot 1,25 = 45,75 \text{ A}$

Siendo la intensidad máxima del inversor, anteriormente calculada, 45,75 A. Cumple a partir de 6 mm<sup>2</sup> sin embargo, está bastante ajustado. Se seleccionará la sección de 10 mm<sup>2</sup> puesto que hay más margen por si hay alguna variable que no se pueda predecir ni tomar en cuenta para el cálculo.

### 8.4.2 Criterio de caída de tensión

Una vez hechos los cálculos para el criterio térmico de dimensionado, se debe de comprobar que los conductores seleccionados cumplan con el criterio de caída de tensión.

Antes de iniciar los cálculos, la sección que se utilizará de base para hacer la comprobación de los requisitos será la tensión que se ha calculado en el criterio térmico.

Según la normativa ITC-BT-40 [19], la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión no será superior a 1,5 %.

#### 8.4.2.1 Continua

Se calculará la caída de tensión en la parte de corriente continua según la siguiente formula:

$$\Delta V_{m\acute{a}x}(\%) = \frac{\Delta V_{m\acute{a}x}}{V_{string}} \cdot 100 = \frac{100}{V_{string}} \cdot \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\sigma_{90} \cdot S_{cable}} \leq \Delta V_{m\acute{a}x\_adm}(\%) \quad (11)$$

Siendo:

- $\Delta V_{m\acute{a}x}(\%)$ : caída de tensión máxima del string (%).
- $\Delta V_{m\acute{a}x}$ : caída de tensión máxima del string (V).
- $V_{string}$ : tensión total del *string* en (V).
- $L_{string}$ : longitud del cable del *string* (m).
- $I_{string}$ : corriente que circula por el *string* en el punto de máxima potencia ( $I_{MPP}$ )(A).
- $\sigma_{90}$ : conductividad del aluminio (m/( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ )).
- $S_{cable}$ : sección de cable del *string* ( $\text{mm}^2$ ).
- $\Delta V_{m\acute{a}x\_adm}$ : caída de tensión máxima admisible del *string* (%).
- 

Los datos anteriores se podrán obtener desde las fichas técnicas de los elementos de la instalación, siendo:

- $V_{mpp}$  (monofacial) = 42,86 V
- $V_{mpp}$  (bifacial) = 40,81 V
- $V_{string}$  (monofacial) =  $10 \cdot 42,68 = 428,6$  V
- $V_{string}$  (bifacial) =  $10 \cdot 40,81 = 408,1$  V
- $L_{string} = 50$  m
- $I_{string} = I_{MPP}$  (mono facial) = 10,50 A
- $I_{string} = I_{MPP}$  (bifacial) = 10,87 A

Se calcularán las caídas de tensión para los paneles monofaciales, sustituyendo por los valores anteriormente descritos para los módulos monofaciales, como se ha mencionado antes, la sección con la que se empezarán a hacer los cálculos es la de 4  $\text{mm}^2$ .

La sección será sustituida según las de la siguiente tabla:

Sección del cable	Caída de tensión ( $\Delta V_{m\acute{a}x\_adm}(\%)$ )
4mm <sup>2</sup>	1,73
6mm <sup>2</sup>	1,15
10mm <sup>2</sup>	0,7
16 mm <sup>2</sup>	0,43

Tabla 18: caída de tensión para las distintas secciones de los módulos monofaciales

Se escogerá para los *string* monofaciales la sección de 16mm<sup>2</sup> ya que la caída de tensión del 1,5% es conjunta entre el tramo de continua y alterna, por tanto, con dicha sección habrá más margen de maniobra a la hora del cálculo de criterio de caída de tensión de alterna.

Posteriormente, se calcularán las caídas de tensión para los paneles bifaciales, como anteriormente en los paneles monofaciales, se sustituirán los valores descritos para los módulos bifaciales.

La sección será sustituida según las de la siguiente tabla:

Sección del cable	Caída de tensión ( $\Delta V_{m\acute{a}x\_adm}(\%)$ )
4mm <sup>2</sup>	1,89
6mm <sup>2</sup>	1,26
10mm <sup>2</sup>	0,75
16mm <sup>2</sup>	0,47

Tabla 19: caída de tensión para las distintas secciones de los módulos bifaciales

Como en los módulos fotovoltaicos monofaciales, la sección seleccionada será la de 16 mm<sup>2</sup>. Es la sección más económica y la que más margen de maniobra permite a la hora de dimensionar los conductores.

#### 8.4.2.2 Alterna

Se comprobará si la sección de 6 mm<sup>2</sup> de la parte de corriente alterna que se ha calculado por el criterio térmico cumple con la limitación de una caída de tensión del 1,5 %.

Para el cálculo se empleará la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{m\acute{a}x}(\%) = \frac{\Delta V_{m\acute{a}x}}{V_{AC}} \cdot 100 = \frac{100}{V_{AC}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot \cos\varphi \cdot I_{AC}}{\sigma_{90} \cdot S_{cable}} \leq \Delta V_{m\acute{a}x\_adm}(\%) \quad (12)$$

Siendo los términos:

- $\Delta V_{m\acute{a}x}$  (%): caída de tensión máxima del tramo de AC (%).
- $\Delta V_{m\acute{a}x}$ : caída de tensión máxima del tramo en AC (V).
- $V_{AC}$ : tensión entre fases (V). 400 V
- $L_{AC}$ : longitud del cable entre el inversor y la red (m). Cuenta con 100 m.
- $\cos\varphi$ : Factor de potencia del inversor. Igual a 1.
- $I_{AC}$ : corriente nominal máxima de salida del inversor en AC (A). La cual será 36,6 A, según la ficha técnica del inversor utilizado.
- $\sigma_{90}$ : conductividad del aluminio para una temperatura máxima del mismo de 90°C, igual a 35,2 m/( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ ).
- $S_{cable}$ : sección del cable ( $\text{mm}^2$ ).
- $\Delta V_{m\acute{a}x}$  (%): caída de tensión admisible del tramo entre el inversor y la red (%).

Se sustituirá en la ecuación (12) los términos y valores anteriormente descritos hasta que el resultado sea una caída de tensión que sea menor de 1,5% entre continua y alterna.

El punto de partida por el cual se comenzará a probar distintas secciones hasta alcanzar el objetivo deseado será la sección de 10  $\text{mm}^2$  ya que es la sección calculada en el criterio térmico.

Para las distintas secciones se han obtenido los siguientes resultados:

Sección del cable	Caída de tensión ( $\Delta V_{m\acute{a}x\_adm}$ (%))
10 $\text{mm}^2$	4,5
16 $\text{mm}^2$	2,81
25 $\text{mm}^2$	1,8
35 $\text{mm}^2$	1,28
50 $\text{mm}^2$	0,9

Tabla 20: caída de tensión para las distintas secciones en corriente alterna

La sección seleccionada del tramo de alterna será de 50  $\text{mm}^2$ , ya que es de 0,9 %, comparando la máxima caída de tensión obtenida por parte del tramo de continua, la cual es de 0,47 %, su suma es de 1,37 %, por tanto, cumple con las especificaciones de la máxima caída de tensión.

## 8.5 SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

La instalación fotovoltaica, desde los generadores a la red, debe tener una serie de elementos de protección frente a sobreintensidades, sobretensiones y contactos indirectos, es lo que se calculará en este capítulo del Trabajo Final de Grado. Estos elementos de la instalación cumplen con la normativa UNE-EN 60364-7-712 y el Real Decreto 1699/2011, así como otras. Las protecciones se instalarán en un cuadro general de protección.

### 8.5.1 Protecciones en DC

El tramo de corriente continua hace referencia al tramo que conecta los módulos fotovoltaicos con el inversor. Consiste en 3 *string* conectados a los 3 MPPT de la entrada del inversor.

En los siguientes apartados, se detallará el cálculo de las protecciones.

#### Protección frente a sobreintensidades

En el apartado de selección de equipamiento se ha comentado los motivos por los cuales se ha optado por instalar fusibles en esta instalación fotovoltaica. La selección de dichos fusibles se ha realizado siguiendo el criterio de cálculo:

$$I_{mpp} \leq I_{nominal} \leq I_{max\_string} \quad (13)$$

Siendo:

- $I_{mpp}$ : intensidad de máxima potencia de los módulos, según su ficha técnica (A).
- $I_{nominal}$ : intensidad nominal del fusible (A).
- $I_{max\_string}$ : intensidad máxima del *string* (A).

Se elegirá un fusible según el cumplimiento de la ecuación (13) sabiendo que:

- $I_{mpp}$  (monofaciales) = 10,50 A
- $I_{mpp}$  (bifaciales) = 10,80 A
- $I_{max\_string} = 74,4$  A

Se debe de aclarar que la intensidad máxima del *string* se ha vuelto a calcular con la sección de 16 mm<sup>2</sup> del criterio térmico.

El fusible seleccionado será el cilíndrico tipo Gpv 10x38 de 15 A de corriente nominal y 1000 VDC de tensión, ya que su tensión nominal de 15 A cumple con las características necesarias. Se necesitarán 3 unidades (1 para cada *string*).

### Protección frente a sobretensiones

Los módulos fotovoltaicos y los cables de los *string* de esta instalación estarán a la intemperie, se puede dar el caso de producirse sobretensiones transitorias de origen atmosférico, lo que hará que caiga el rendimiento.

Según la norma UNE-EN 60364-7-712 [11] se evalúa el riesgo de sufrir sobretensiones transitorias con la siguiente ecuación:

$$L \geq L_{crit} = \frac{115}{N_g} \quad (14)$$

- $L$ : longitud de los *string* de los módulos fotovoltaicos (m)
- $L_{crit}$ : longitud crítica del *string* (m)
- $N_g$ : densidad de descargas a tierra (descargas/km<sup>2</sup>/año) valor según la localización de la instalación. Según AEMET en 2019, fueron 19 días de tormenta en la ciudad de Valencia. [12]

Se tiene una densidad de descargas a tierra de 1,9 descargas/km<sup>2</sup>/año [12], con una longitud crítica de 60,53 m sustituyendo en la ecuación.

No es necesario para esta instalación que todos los *string* tuvieran protección contra sobretensiones debido a que la longitud de la parte de corriente continua es mucho menor que la longitud crítica.

Sin embargo, pese a que no sea necesario, se instalarán protecciones frente a sobretensiones en corriente continua para que la instalación tenga una protección adicional y para que la instalación esté totalmente cubierta frente a variaciones de las descargas a tierra que pueda haber.

Para seleccionar un dispositivo de protección, según el ITC-BT-23 [5], se debe de saber qué clase de instalación fotovoltaica es, la cual es Clase II, ya que se aplica a las instalaciones que se conectarán a una instalación eléctrica fija.

A la hora de escoger el protector contra sobretensiones transitorias se deben de cumplir dos condiciones:

- La tensión soportada por el protector debe ser superior al límite de protección para la Categoría II, la cual es 2,5kV para monofásica.
- La máxima tensión que se produzca en los *string* no debe ser mayor que la máxima de protección que tenga el dispositivo.

Para el cálculo de la última condición, la máxima tensión de un módulo se produce en el caso de circuito abierto:

- Para módulos monofaciales:  $V_{oc} = 51,50$  V, multiplicando por los 10 módulos del *string*, 515 V
- Para módulos bifaciales:  $V_{oc} = 49,56$  V, multiplicando por los 10 módulos del *string*, 495.6 V

El modelo de descargador de sobretensión seleccionado es *MAXGE 2Pclase II-40kA-20kA-3,8kV 1000V DC*, con un nivel de protección de 3,8 kV, superior al límite de 2,5 kV necesario, y una tensión máxima de 1000 V<sub>DC</sub>, mayor que el valor máximo posible del *string*.

Se necesitarán 3 descargadores de sobretensión, puesto que se necesita uno por MPPT utilizada.

#### Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra

Según la ITC-BT-40 [19], las centrales de instalaciones generadoras deberán tener sistemas de puesta a tierra para asegurar que las tensiones no sobrepasen valores establecidos y se protejan los módulos fotovoltaicos frente a contactos directos e indirectos.

Se instalará la parte de corriente continua con las siguientes características:

- Conexión se realizará en modo flotante.
- Puestas a tierra mediante esquema IT.
- Partes activas aisladas de tierra o conectadas a través de impedancia elevada.
- Masas conectadas a un conductor que se conectará a tierra.
- Masas de la instalación se conectarán a una tierra independiente de la del neutro.

Tal y como indica la norma ITC-BT-18 [13]:

- Los conductores serán de aluminio sin protección mecánica, deberán tener una sección de mínimo 4mm<sup>2</sup>.

Para poder determinar mejor la sección de los conductores de protección, se utilizará la tabla 33 de la normativa ITC-BT-18 [13]. Se tienen 3 strings de 16mm<sup>2</sup>. Se necesitarán 3 conductores de 16 mm<sup>2</sup> de sección al tener en cuenta la tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección S <sub>p</sub> (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

*Tabla 21: sección mínima de conductores de protección en función de conductores de fase*

Será necesario disponer de:

- Controlador permanente de aislamiento el cual detectará cuando se produce un fallo de aislamiento. Formado por:
  - Vigilante de aislamiento
  - Interruptor DC

No será necesario aumentar el precio de la instalación, ya que el inversor SMA Sunny Tripower 12X seleccionado ya cuenta con esos componentes de protección en el tramo de corriente continua.

### 8.5.2 Protecciones del tramo en AC

El tramo de corriente alterna de la instalación, discurre por una bandeja perforada en el interior del laboratorio. Se emplea una red de línea trifásica de tres conductores de fase y un neutro.

Según el Real Decreto 1699/2011 una instalación generadora debe incluir una serie de protecciones para que así la energía tenga un nivel de calidad suficiente para inyectarlo a la red de distribución, por tanto, se reflejarán los cálculos realizados para la parte de corriente alterna.

#### Protección contra sobreintensidades

Se empleará la normativa de ITC-BT-22 [14], la cual obliga a cumplir los requisitos de la norma UNE-HD 60364-4-43:2013.

Para la protección del cable contra sobrecargas, se tienen que cumplir las condiciones de las siguientes ecuaciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_{adm} \quad (15)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_{adm} \quad (16)$$

Siendo:

- $I_B$ : corriente de salida máxima del inversor (36,6 A).
- $I_n$ : intensidad del dispositivo de protección (A).
- $I_{adm}$ : intensidad máxima admisible del conductor (A).
- $I_2$ : intensidad efectiva asegurada. Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. Para valores de  $I_n$  superiores a 16 A, valor que se supera siendo la intensidad de diseño de 36,6 A, la intensidad será de  $1,6 \cdot I_n$ .

La sección que atiende a los cálculos anteriores del criterio de caída de tensión es de 50 mm<sup>2</sup>. La nueva intensidad de tabla será de 154 A, y el coeficiente de corrección del criterio térmico es de 1,08, como se ha calculado en el criterio térmico.

Multiplicando ambos términos, la intensidad máxima admisible es de 166,32 A.

La intensidad nominal que deberá tener el interruptor magnetotérmico está entre los siguientes valores:

$$36,6 \text{ A} \leq I_n \leq 166,32 \text{ A} \quad (17)$$

Tras obtener los valores sobre los que fluctuará la intensidad nominal, se debe de comprobar las siguientes ecuaciones:

$$P_{dc} \geq I_{SC\_m\acute{a}x} \quad (18)$$

$$k^2 \cdot S^2 > I_{dm}^2 \cdot t \rightarrow I_{dm} < \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} \quad (19)$$

Siendo:

- $P_{dc}$ : poder de corte del dispositivo de protección seleccionado (kA).
- $I_{SC\_m\acute{a}x}$ : intensidad máxima de cortocircuito. Será de 4,5 kA según la normativa de ITC-BT-17 [15].
- $I_{dm}$ : corriente de disparo magnético del interruptor magnetotérmico (kA).
- $k$ : coeficiente que depende de los materiales utilizados en cuanto a conductor y aislamiento. En este caso, al tratarse de un conductor de aluminio y emplear XLPE como aislamiento, el valor de este es 94.
- $S$ : sección del cable, igual a 50 mm<sup>2</sup>, calculado en el criterio de caída de tensión de corriente continua.
- $t$ : tiempo máximo en el que deberá actuar la instalación frente un cortocircuito. Se tomará para este cálculo 0,1 segundos.

Comprobando las ecuaciones anteriores:

$$P_{dc} \geq 4,5kA \quad (18)$$

$$k^2 \cdot S^2 > I_{dm}^2 \cdot t \rightarrow I_{dm} < \frac{94 \cdot 50}{\sqrt{0,1}} \rightarrow I_{dm} < 14862,705 A \quad (19)$$

Con los cálculos anteriores, se ha optado como interruptor magnetotérmico el modelo GV5P150F de *Schneider Electric*. Dicho modelo tiene una corriente nominal de 40 A, se debe comprobar si cumple con la ecuación (16) para la intensidad efectiva asegurada:

$$64 \leq 241,164 \quad (16)$$

Ya teniendo todas las condiciones en regla, se corrobora que será idóneo el interruptor magnetotérmico para la instalación.

#### Protección frente a sobretensiones

La protección frente a las sobretensiones será necesaria si parte del cableado de corriente alterna discurre al aire libre.

No se tomará en cuenta para esta instalación ya que todo el tramo de corriente alterna discurre por el interior del laboratorio, no será necesario instalar una protección frente a las sobretensiones de origen atmosférico. Tampoco se tienen planes a futuro del tramo de corriente continua ubicarlo al aire libre, por esta misma razón tampoco será necesario.

## 8.6 CALCULO DE LA PUESTA A TIERRA

Según el Real Decreto 1699/2011 es necesaria la instalación de un interruptor diferencial. Según lo indica el ITC-BT-25 [16], debe de tener una sensibilidad de 30 mA.

El interruptor diferencial se dimensionará teniendo en cuenta las características técnicas del interruptor magnetotérmico escogido anteriormente para que actúe solo al producirse el fallo a tierra, ya que frente a sobrecargas o cortocircuitos ya hay equipos que ofrecen dicha protección.

Las características del interruptor diferencial son:

- Sensibilidad mayor a 30 mA.
- Corriente nominal mayor o igual de 150 A.
- Poder de corte mayor o igual de 36 kA.

Se selecciona el modelo de interruptor diferencial de LV426728 de *Schneider Electric* que cumple con todas las características anteriores.

Se debe de proteger también al inversor de conexión a red, para ello se emplea un cable de protección conectado a su carcasa. El cable del conductor en fase de AC tendrá una sección de 50 mm<sup>2</sup>, el conductor de protección frente a contactos directos e indirectos del inversor será de 25 mm<sup>2</sup> de sección según la tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección S <sub>p</sub> (mm <sup>2</sup> )
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

Tabla 22: sección mínima de conductores de protección en función de conductores de fase

Según el ITC-BT-18 [13], el valor de resistencia a tierra será tal para que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto mayores a 50 V. Se deben instalar electrodos, para dimensionarlos, se usará la siguiente ecuación:

$$R_T = \frac{\rho}{n \cdot L_P} \ll R_{adm} = \frac{U_c}{I_{\Delta n}} \quad (20)$$

Siendo:

- R<sub>T</sub>: resistencia de tierra de los electrodos (Ω).
- ρ: resistividad del terreno. Según el ITC-BT-18, su valor medio de resistividad es de 1500 Ω·m, siendo un "suelo pedregoso desnudo".
- n: número de picas necesarias.

- $L_p$ : longitud de la pica (2 m).
- $R_{adm}$ : resistencia de tierra admisible para las masas de Baja Tensión ( $\Omega$ ).
- $U_c$ : tensión convencional de contacto máxima, según la normativa de ITC-BT-18 será de 50 V. Es en un local seco, ya que no llega a ser vivienda al no tener baños ni humedades.
- $I_{\Delta n}$ : sensibilidad del interruptor diferencial. La cual será 0,03 A.

Sustituyendo en la ecuación, la resistencia de tierra admisible es igual a 1666,6  $\Omega$ . Sustituyendo en la ecuación y suponiendo que solamente se instala una pica, la resistencia de tierra será de 750  $\Omega$ , lo que cumple con la condición de la ecuación.

Se debe de comprobar la siguiente condición:

$$R_T \cdot I_{\Delta n} \leq U_c \quad (21)$$

Siendo:

- $R_T = 750 \Omega$
- $I_{\Delta n} = 0,03 \text{ A}$
- $U_c = 50 \text{ V}$

Sustituyendo la ecuación será:

$$22,5 \text{ V} \leq 50 \text{ V} \quad (21)$$

Se corrobora que la pica seleccionada cumple con las especificaciones necesarias.

Se selecciona una pica de acero de 2 m con una capa de cobre de 100 micras. Se empleará una pica para corriente continua y otra para corriente alterna.

## CAPITULO 9: ANALISIS DE PESO

En este capítulo del Trabajo Final de Grado, se realizará un análisis de peso de la cubierta siguiendo la normativa CTE, así se corroborará que realmente la cubierta del laboratorio pueda soportar con todo el peso de los módulos fotovoltaicos y las estructuras.

La cubierta del laboratorio es de chapa galvanizada, la cual tiene un peso máximo de 100 kg/m<sup>2</sup> según la normativa NBE-AE-88. [17] Para poder calcular el peso de la cubierta, se deben cambiar las unidades a kN/m<sup>2</sup>, cuyo valor es 10,2 kN/m<sup>2</sup>

Por tanto, para corroborar que cumple con la normativa, se contará con el peso de los módulos y las estructuras en la cubierta y se harán los cálculos necesarios para saber si cumplen con el peso máximo. [18]

Los módulos fotovoltaicos en cubierta tienen los siguientes datos:

- Paneles monofaciales: 26,1 kg
- Paneles bifaciales: 28,1 kg
- Paneles instalación antigua: 22 kg

Se debe de contar con la estructura que soporta a los módulos fotovoltaicos y en este caso con los optimizadores de potencia para poder hacer un óptimo análisis de peso:

- Estructura soporte triangular = 12 kg
- Optimizador de potencia: 1 kg

Para poder corroborar si cumple, se utilizará la siguiente ecuación:

$$C_p = [(\sum p_i \cdot u_i) \cdot 9,81]/(N \cdot 1000) \quad (22)$$

Siendo:

- $C_p$ : Carga puntual provocada por el peso de la instalación [kN/ ud].
- $p_i$ : Peso unitario del equipo [kg].
- $u_i$ : unidades instaladas del equipo.
- $N$ : número de paneles solares instalados.

Se realizará un sumatorio de los elementos del equipo de multiplicarlos por su peso unitario y las unidades instaladas de cada elemento.

Por tanto, sustituyendo los términos de la ecuación se obtiene:  $C_p = 0.462051$  kN/ud

Una vez obtenido el anterior dato, se calculará la carga distribuida en la superficie de la cubierta, que se calcula con la siguiente ecuación:

$$q_p = Cp / (S \cdot \cos(\alpha)) \quad (23)$$

Siendo:

- $q_p$  : carga distribuida por el peso de la instalación [kN/m<sup>2</sup>].
- $Cp$ : carga puntual provocada por el peso de la instalación [kN/ ud].
- $S$ : superficie de un panel fotovoltaico (2,245 m<sup>2</sup>).
- $\alpha$ : inclinación de los paneles respecto a la cubierta (15°).

Sustituyendo los términos en la ecuación, existe una carga distribuida de 0,21 kN/m<sup>2</sup>

Además de calcular las cargas de los materiales de la instalación, se deben de calcular las cargas de viento.

Su cálculo se realiza según lo indicado en el CTE-DB-SE-AE del Código Técnico de la Edificación sobre seguridad estructural y acciones de la edificación.

Los paneles se consideran equivalentes a una marquesina a un agua y las acciones sobre los mismos se estiman con la siguiente ecuación:

$$q_{e-i} = q_b \cdot C_e \cdot C_{p-i} \quad (24)$$

Siendo:

- $q_{e-i}$  : Acción del viento [kN/m<sup>2</sup>].
- $q_b$ : Presión dinámica del viento [kN/m<sup>2</sup>].
- $C_e$ : Coeficiente de exposición.
- $C_{p-i}$ : Coeficiente eólico.

El valor de la presión dinámica del viento se escoge en función de la zona geográfica de la instalación.

En la siguiente imagen se presentan los distintos valores de la presión dinámica del viento de la península ibérica en función de las zonas geográficas.



Fig 52: zonas presión dinámica del viento (Fuente: CTE)

La zona geográfica es la zona A, por tanto, será de 0,42 kN/m<sup>2</sup>

Para poder calcular la carga de viento, debemos calcular el coeficiente de exposición, el cual tiene los siguientes cálculos:

$$F = k \cdot \ln\left(\frac{\max(Z,z)}{L}\right) \quad (25)$$

Siendo:

- $F$ : coeficiente de exposición.
- $k$ : coeficiente según el grado de aspereza del entorno.
- $L$ : Valor según grado de aspereza del entorno.
- $\max(Z, z)$ : es el valor más alto entre el parámetro según el grado de aspereza del entorno ( $Z$ ) o el punto más alto de la instalación ( $z$ ).

Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno

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

Tabla 23: Coeficientes tipos de entorno (Fuente: CTE)

El entorno en el que está la instalación es tipo IV, zona urbana, por lo tanto, se tendrá una constante k de 0,22 y un parámetro L de 0,3.

La cubierta es de 5,41 m, por tanto, por tanto, el valor utilizado para el cálculo será el de la altura de la cubierta, ya que es el mayor de los dos.

Por tanto, sustituyendo los términos, tenemos  $F = 0,63$

Una vez calculado el anterior término, la fórmula del coeficiente de exposición es la siguiente:

$$c_e = F \cdot (F + 7 \cdot k) \quad (26)$$

Siendo:

- F: Coeficiente de exposición anteriormente calculado.
- k: Coeficiente según grado de aspereza del entorno.

La cual sustituyendo los términos tiene un valor de 1,36

El último término que hay que calcular es el del coeficiente eólico, el cual se consigue mediante unas tablas dependiendo de la inclinación que tengan los módulos fotovoltaicos.

Inclinación	Empuje hacia abajo	Empuje hacia arriba
5°	0,8	1,1
10°	1,2	1,5
15°	1,4	1,8
20°	1,7	2,2
25°	2,0	2,6
30°	2,2	3,0

Tabla 24: coeficiente eólico según inclinación módulos (Fuente: CTE)

Se debe de calcular con los dos posibles valores de empuje hacia arriba y hacia abajo.

Por tanto, se tienen los dos siguientes valores:

- Empuje hacia abajo: 0,79 kN/m<sup>2</sup>
- Empuje hacia arriba: 1,02 kN/m<sup>2</sup>

Por tanto, cumple la carga de viento con los requisitos de la cubierta.

También se deben de realizar los cálculos sobre la presión soportada por los paneles que se transmite a la cubierta, solo se tiene en cuenta la componente vertical que provoca un aumento de presión sobre la misma, ya que es la componente vertical del viento.

Por tanto, la ecuación es la siguiente:

$$C_V = q_{e-abajo} \cdot S \cdot \text{sen}^2(\alpha) \quad (27)$$

Siendo:

- $q_{e-abajo}$  : acción del viento hacia abajo (1,4 kN/m<sup>2</sup>).
- $C_V$ : carga puntual debida al viento (kN/ud).
- $S$ : Superficie de un panel fotovoltaico (m<sup>2</sup>).
- $\alpha$ : inclinación de los paneles respecto a la cubierta (15°).

Por tanto, se debe de calcular la carga puntual debida al viento para cada módulo fotovoltaico:

- Paneles monofaciales, siendo  $S = 2,245 \text{ m}^2$  y teniendo 10 módulos:  $C_V = 2,105 \text{ kN}$ .
- Paneles bifaciales, siendo  $S = 2,177 \text{ m}^2$  y teniendo 10 módulos:  $C_V = 2,04 \text{ kN}$ .
- Paneles instalación antigua, siendo  $S = 1,39 \text{ m}^2$  y teniendo 10 módulos:  $C_V = 1,3 \text{ kN}$ .

La ecuación para calcular la carga distribuida por el viento es la siguiente:

$$q_v = C_V / (S \cdot \cos(\alpha)) \quad (28)$$

Sustituyendo para cada módulo, tenemos los siguientes valores:

- Paneles mono-faciales:  $q_v = 0,97 \text{ kN/m}^2$ .
- Paneles bifaciales:  $q_v = 0,97 \text{ kN/m}^2$ .
- Paneles instalación antigua:  $q_v = 0,96 \text{ kN/m}^2$ .

La instalación cumplirá con la carga indicada por la instalación, ya que el sumatorio de todas sus cargas no superan el límite establecido por la norma.

## CAPITULO 10: ANALISIS ENERGETICO

En este capítulo se realizará el análisis energético de la instalación para el escenario *off-grid* y conectado a red. El software utilizado para realizado es HOMER, explicado en su capítulo correspondiente.

### 10.1 OFF-GRID

El sistema *off-grid* tiene el siguiente escenario de consumo de energía:

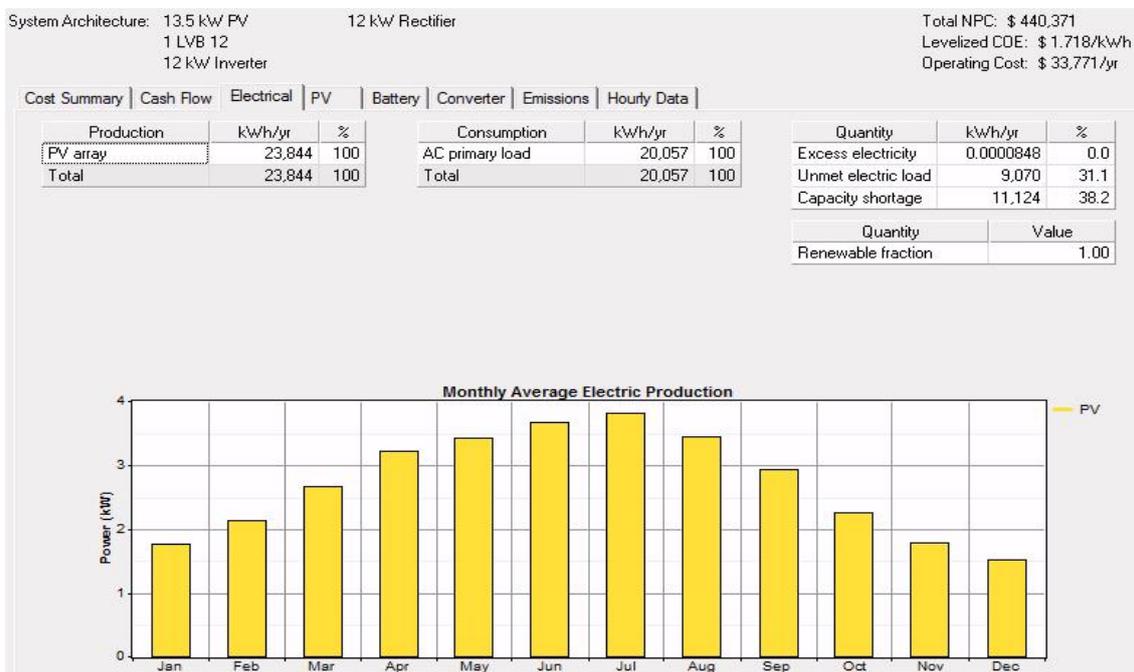


Fig 53: balance energético (Fuente: Simulación HOMER)

Existe una menor demanda que el consumo, es positivo para el caso *off-grid* y para la instalación.

En lo que respecta a la demanda del laboratorio y del invernadero, la instalación tiene capacidad suficiente para cubrirlo totalmente. Un inconveniente de este escenario es la cantidad de energía desaprovechada, la cual es un 31,3 %. La energía desaprovechada es la energía que no se puede almacenar en las baterías, ya que está completa, por lo que se desaprovecha. No se ha contemplado aumentar la capacidad de la batería por este hecho, ya que la instalación no va a trabajar en isla.

Se puntualiza que se ha realizado este análisis para así poder tener más información sobre la instalación, sin embargo, el objetivo del sistema no es trabajar en isla, es trabajar conectado a red, por lo que este balance energético no será aplicado a un caso real.

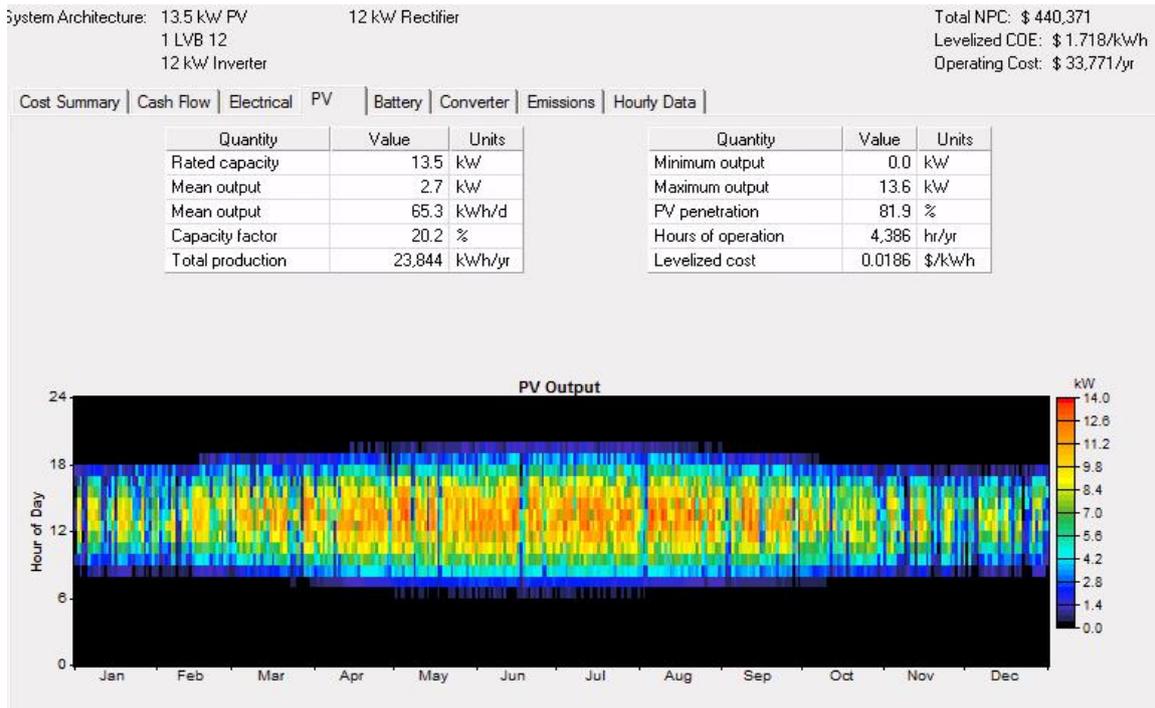


Fig 54: producción electricidad (Fuente: Simulación HOMER)

En este gráfico generado por la simulación, se observa cómo ha ido fluctuando la producción de energía en lo que respecta al resto del año. Se observa una clara diferencia entre los meses de verano de más horas de luz y menos días nublados y los meses de invierno. En algunas ocasiones llega a alcanzar incluso casi los 14 kW de producción eléctrica, lo que hace que pueda suplir sin problema la demanda impuesta.

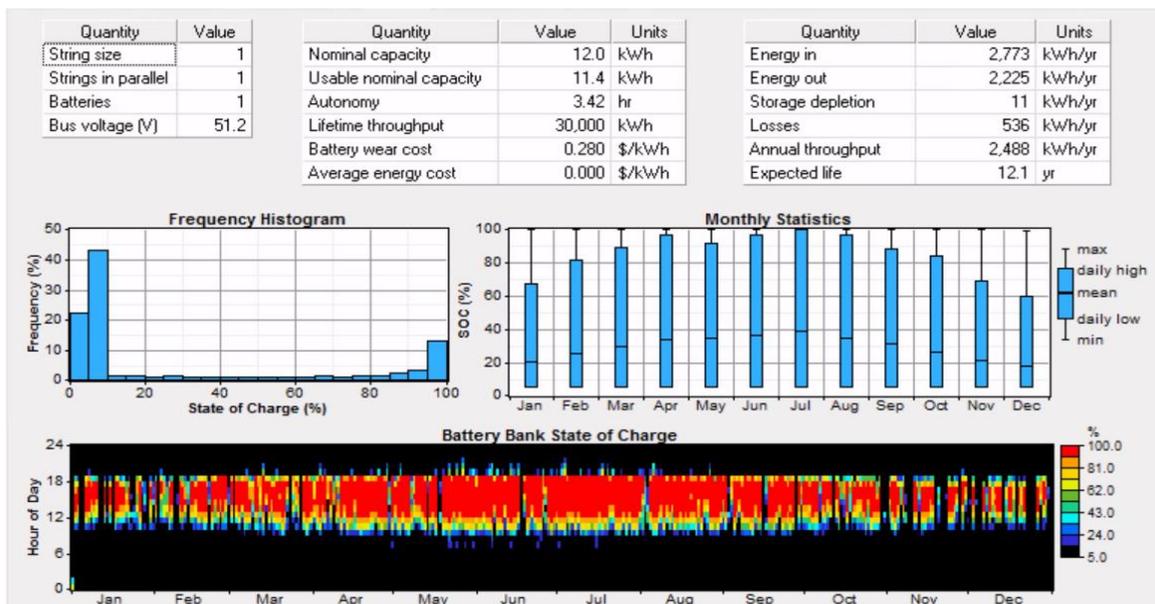


Fig 55: balance energético batería (Fuente: HOMER)

Este gráfico muestra el estado de carga de la batería, existe una producción que se ajusta mucho a la demanda, no estará demasiado cargada ya que gran parte de esa energía producida se consumirá.

Se puede observar cómo es el patrón del ciclo de carga de la batería. Se observa una tendencia de más carga en los meses más cálidos del año, ya que se dispondrá de mucho mayor recurso solar y mucha menos demanda, ya que como se ha comentado antes, en agosto no estará personal trabajando, habrá momentos que tenga una carga del 100 % y habrá energía que se perderá.

Además, hay una tendencia en todos los meses del año en la cual los meses en los que se dispone de menos demanda, la batería tendrá menos carga respecto a las horas en las cuales hay más demanda, como habrá demanda, la batería estará menos cargada al usarse más energía producida en la instalación.

## 10.2 CONECTADO A RED

En este apartado se realizará el análisis del balance energético de la instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica.

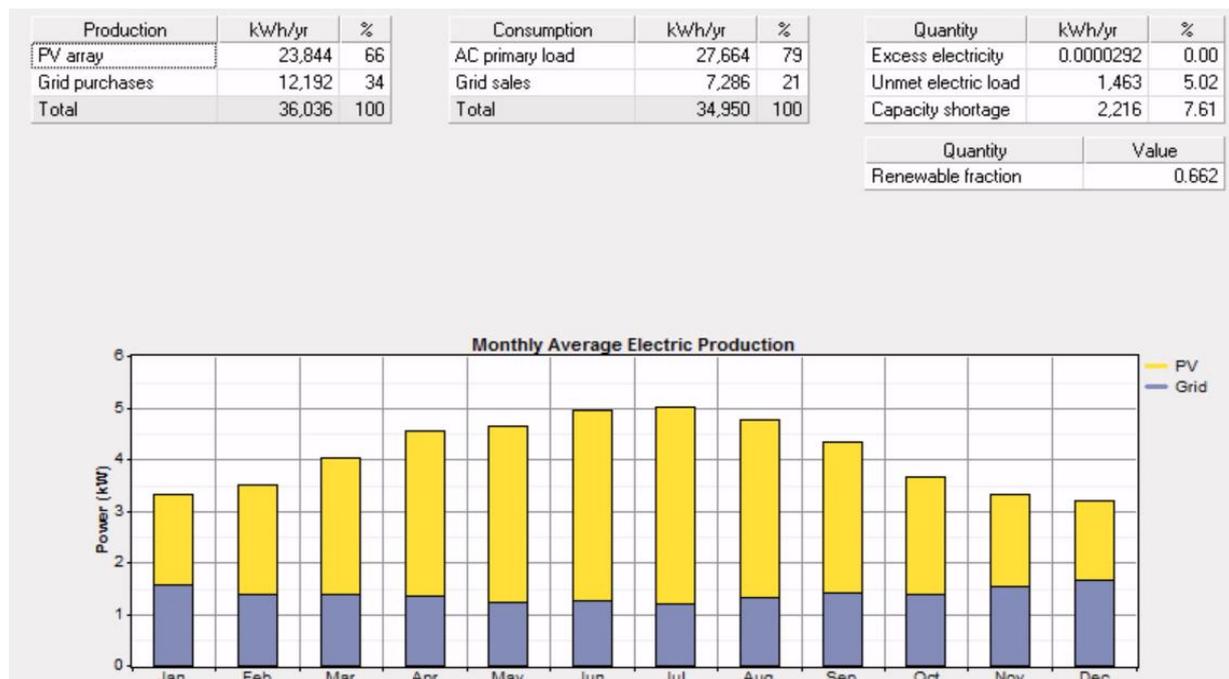


Fig 56: balance energético (Fuente: HOMER)

Se deberá de comprar energía de la red, tal y como indica en la imagen superior. Esto es debido a que, al estar conectada a la red, hay momentos en los que no tiene energía eléctrica porque la batería está descargada y en ese momento no está disponible el recurso solar.

Se necesita comprar bastante energía de la red, ya que habrá momentos en los que no se disponga de energía fotovoltaica al no tener disponible energía almacenada en la batería ni tener la posibilidad de producción de energía eléctrica por parte de los módulos fotovoltaicos.

Se tiene un 5,02% de *Unmet electric load*, la cual es la energía producida por la instalación que no es aprovechada ya que cuando la energía no se aprovecha, es debido a que está abasteciendo toda la demanda, la batería está totalmente cargada y no se puede enviar más energía excedente a la red eléctrica.

Por otra parte, la energía producida por la instalación será la misma ya que no ha cambiado ni los módulos fotovoltaicos ni el recurso solar.

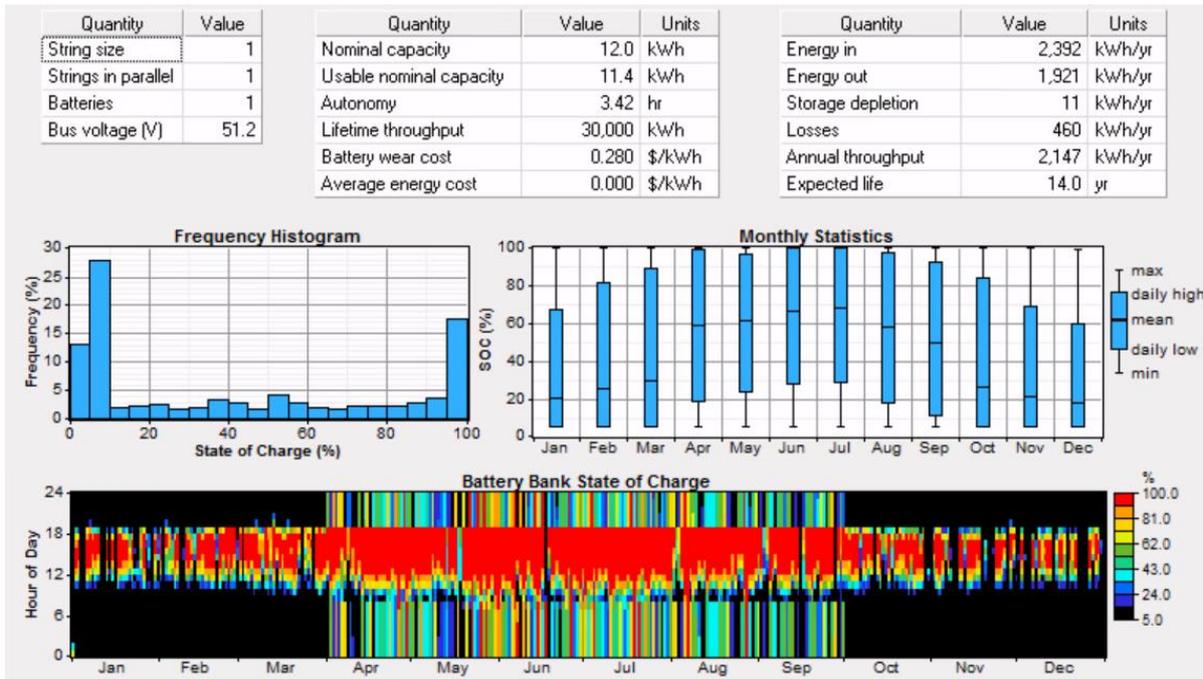


Fig 57: balance energético batería

Respecto a la batería se observa el mismo patrón, en horas punta habrá mucha más carga y se irá descargando conforme no se tenga disponible el recurso solar.

## **CAPITULO 11: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONOMICA**

### **11.1 INTRODUCCION DE DATOS**

En este capítulo se estudiará la viabilidad económica que tiene la instalación fotovoltaica y si realmente compensa económicamente. Se realizará un análisis económico según los precios que hay actualmente en el mercado. Este análisis se hace en caso de una instalación habitual, tanto si es a nivel empresarial o para particulares.

No es realmente un objetivo que esta instalación que sea rentable, sin embargo, se analizará su rentabilidad igualmente ya que es un factor importante para cualquier instalación.

Month	Energy	Energy	Net
	Purchased	Sold	Purchases
	(kWh)	(kWh)	(kWh)
Jan	1,163	229	934
Feb	931	306	625
Mar	1,019	486	534
Apr	968	816	152
May	923	997	-75
Jun	911	1,062	-151
Jul	890	1,204	-313
Aug	991	886	105
Sep	1,020	655	365
Oct	1,028	305	722
Nov	1,105	217	888
Dec	1,244	124	1,120
Annual	12,192	7,286	4,906

*Fig 58: balance económico (Fuente: simulación HOMER)*

Se analizará mes por mes como será el balance de energía comprada y vendida, ya que es una de las razones principales por las que el precio de la instalación fluctuará en los meses y si realmente será rentable. En *Net Purchases* solo existen 3 meses, que son de los que más recurso solar existe, es negativo. Esto quiere decir se vende más energía de la que se compra a la red, en dichos meses solo habrá más ganancias en la instalación.

En el resto de los meses se compra más energía a la red de la que se vende. Esto se debe a que en dichos meses no hay tanta disponibilidad del recurso solar, además que hay veces que la instalación no puede suplir la demanda debido a que no se dispone en ese momento de recurso solar y que no existe energía almacenada en la batería.

Para finalizar este apartado, el análisis económico no es del todo favorable, ya que se debe de comprar energía de la red eléctrica en múltiples ocasiones, sin embargo, sí que es viable debido a que el ahorro económico de no pagar la factura eléctrica es bastante significativo.

## 11.2 EVOLUCIÓN ECONOMICA DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se analizará la evolución económica de la instalación tras calcular su Valor Actual Neto, el TIR y el *payback*.

### Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio utilizado para analizar la rentabilidad de la inversión y contabilizar cuanto se va a perder o ganar. [21]

La fórmula que se utilizará para el cálculo será la siguiente:

$$VAN = F/(1 + k)^t - I_0 \quad (29)$$

Siendo:

- $I_0$ : valor de la inversión inicial (28.904,57 €)
- $F$ : Flujos de dinero en cada periodo  $t$
- $k$ : interés de la instalación (4,25% según el mercado actual) [22]
- $t$ : año de la instalación

Para calcular el Valor Actual Neto se utilizará tanto la energía vendida a la red eléctrica y consumida por la instalación y la energía que se ha tenido que comprar a la red.

Con respecto al precio que se ha utilizado para el cálculo del Valor Actual Neto, será de 125 €/MWh ya que es el precio aproximado que existe actualmente en el mercado debido a su gran variedad dependiendo de la época del año y la hora del día. No se ha contemplado para el cálculo del Valor Actual Neto la evolución de precios a años vista, ya que es complicado predecir los precios a futuro de la electricidad y no se pueden saber a ciencia cierta, debido a que están caracterizados por variables inciertas y tienen una gran dependencia de factores sociopolíticos.

El flujo de dinero será constante en todos los años, el cual se obtiene con los siguientes datos:

Energía vendida y ahorrada (ganancias)	Energía comprada (pérdidas)	Efectivo neto energía	Flujo de dinero
34,95 MWh	12,192 MWh	22,758 MWh	2.844,75 €

Tabla 25: flujo de dinero

El Valor Actual Neto de los años vista en los que se impone este criterio se irá sumando, el cual será:

AÑO	VAN
1	-26.175,79 €
2	-23.558,261 €
3	-21.047 €
4	-18.638,9 €
5	-16.328,7 €
6	-14.112,61 €
7	-11.986,8 €
8	-9.947,7 €
9	-7.991,8 €
10	-6.115,5 €
11	-4.315,86 €
12	-2.589,5 €
13	-933,52 €
14	654,94 €

Tabla 30: evolución VAN

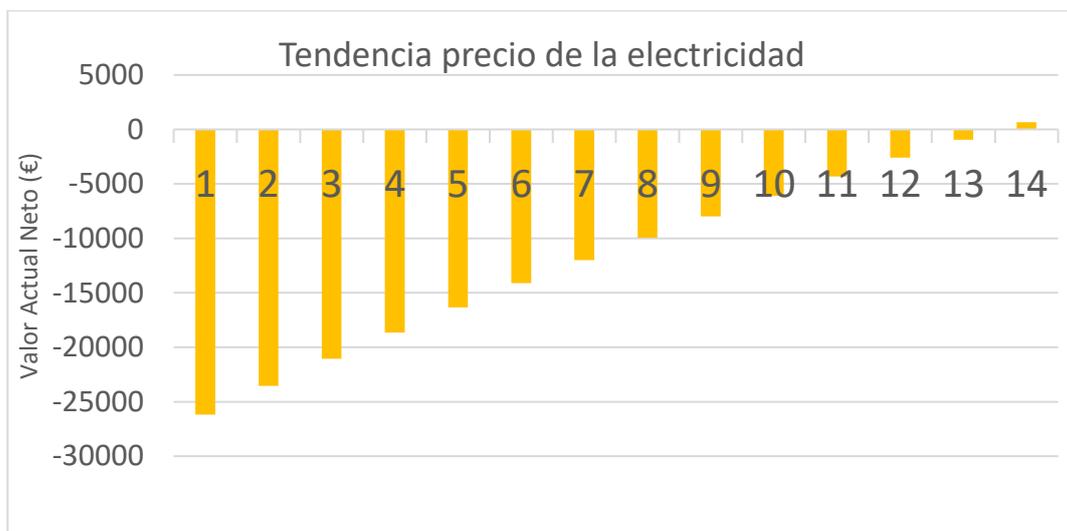


Fig 59: Evolución VAN

El Valor Actual Neto empezará a ser positivo en el año 13, lo que indica que la instalación comenzará a generar ganancias a partir de dicho año.

### Payback

El *payback* es el número de años que se tardaría en recuperar la inversión inicial de la instalación, es un parámetro bastante importante ya que realmente se puede saber si merece la pena llevar a cabo la instalación y si sería rentable en relación con los años en los que se tardaría en recuperar el dinero invertido en relación con las ganancias producidas. [23]

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Payback} = F/I_0 \quad (30)$$

Siendo:

- $I_0$ : inversión inicial del proyecto (28.904,57 €)
- $F$ : flujos de caja (2.844,75 €)

Realizando el cálculo de la ecuación, la instalación se amortizaría en 10,16 años.

Es un *payback* bastante tardío, pero está dentro de los valores normales ya que se suelen amortizar las instalaciones de autoconsumo entre 5 y 12 años. [24]

## **CAPITULO 12: CONCLUSIONES**

Se concluye con que la instalación podrá abastecer la demanda energética sin ningún tipo de problemas según las simulaciones obtenidas, ya que la potencia que tendrá será de 13,5 kWp, además de tener una localización idónea para la producción de energía eléctrica en la ciudad de Valencia debido a la cantidad de recurso solar de la cual se dispone en dicha ubicación.

Es importante destacar lo novedosa que es la configuración de esta instalación debido a la instalación de módulos fotovoltaicos coplanares a la fachada sur del laboratorio. Este tipo de configuración abre un nuevo abanico de posibilidades en las futuras instalaciones de autoconsumo para aprovechar el espacio en las fachadas para la instalación de módulos fotovoltaicos y así maximizar el rendimiento. Además de su sistema de monitorización, lo que le hace bastante novedoso y necesario para controlar la producción de energía eléctrica y que así el laboratorio pueda realizar todas sus pruebas de la mejor manera posible.

Tal y como se ha calculado en este Trabajo Final de Grado, se instalarán 10 módulos por *string*, lo que hace que los módulos fotovoltaicos cumplan con este objetivo. El inversor de 12 kW cumplirá con las características necesarias para esta instalación fotovoltaica.

Los módulos fotovoltaicos estarán distribuidos de una manera estratégica para que no influyan las sombras producidas en el rendimiento de la instalación fotovoltaica, se refleja en ello en los planos de la instalación. Además, que los componentes instalados en cubierta cumplen el máximo peso posible que puede tener la instalación fotovoltaica.

Por otra parte, en lo que respecta al análisis energético, solo habrá alrededor de un 5% de energía desaprovechada entre las ventas a red y la energía almacenada en la batería, por lo que indica que se ha escogido una batería capaz de almacenar la energía necesaria, además del abastecimiento total de la demanda.

El análisis económico concluye que también se deberá comprar energía a la red eléctrica, ya que en algunas ocasiones se tendrá que abastecer energía eléctrica cuando no se disponga del recurso solar y no se disponga energía almacenada. Será viable económicamente la instalación, ya que tiene un *payback* de alrededor de 10 años, lo que hace que la inversión inicial se recupere en un tiempo no muy prolongado.

Como conclusión del diseño de esta instalación fotovoltaica, es una instalación que cumple con todos sus requisitos, tanto técnicos como económicos y que hará un gran papel en la labor de investigación en el campo de la energía solar fotovoltaica.

## **CAPITULO 13: BIBLIOGRAFIA**

[1] Iberdrola, <<El auge del autoconsumo fotovoltaico, un aliado contra el cambio climático>> [En línea] Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/autoconsumo-fotovoltaico>

[2] Organización de las Naciones Unidas. <<Objetivos de Desarrollo Sostenible>> [En línea]. Available: <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>

[3] Equipo Transición Energética Factorenergía, <<¿Cómo afecta la climatología de una zona a la decisión de llevar a cabo una instalación fotovoltaica para el autoconsumo?>> [En línea]. Available: <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo-electrico/como-afecta-la-climatologia-de-una-zona-a-la-decision-de-llevar-a-cabo-una-instalacion-fotovoltaica-para-el-autoconsumo/>

[4] Soportes Solares, <<Sistema coplanar sobre fachada de hormigón con perfil compartido>> [En línea]. Available: <https://soportessolares.com/projects/coplanar-fachada-compartido/>

[5] <<Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores o Receptoras. (ITC-BT-23),>> Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002

[6] Cambio energético, <<¿Qué batería solar es compatible con mi inversor?>> 29 de abril de 2021. [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/compatibilidad-bateria-solar-inversor/>

[7] E. Peruzzo, <<¿Cómo calcular el número máximo de módulos por inversor?>> [En línea]. Available: <https://blog.solarinove.com.br/como-calcular-o-numero-maximo-de-modulos-por-inversor>

[8] <<Cálculo y selección de baterías para instalaciones de autoconsumo>> [En línea]. Available: <https://autarquiapersonal.com/2021/12/20/calculo-y-seleccion-de-baterias-para-instalaciones-de-autoconsumo/>

[9] Tecnosol, <<Consejos para instalaciones fotovoltaicas: Distancia entre filas de paneles para evitar el sombreado,>> 5 de diciembre de 2016. [En línea]. Available: <https://tecnosolab.com/noticias/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>

[10] <<Dimensionado de conductores por el criterio térmico – según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (UNE-HD 60364-5-52),>> Comité Técnico CTN-UNE 202 Instalaciones eléctricas, 2023

[11] <<Instalaciones eléctricas de baja tensión. Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales (UNE-EN 60364-7-712),>> UNE Normalización española, 2017

[12] J.A Núñez Mora, J. Riesco Martín, M. A. Mora García, <<Climatología de Descargas Eléctricas y de días de tormenta en España>>, AEMET, Madrid 2019

[13] <<Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones de Puesta a Tierra. (ITC-BT-18),>> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2002

[14] <<Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Interiores o Receptoras. (ITC-BT-22),>> Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002

[15] <<Guía Técnica de Aplicación: Dispositivos Generales e Individuales de Mando y Protección. (ITC-BT-17),>> Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 2002

[16] <<Guía Técnica de Aplicación: Número de Circuitos y Características. (ITC-BT-25),>> Ministerio de Ciencia y tecnología, 2002

[17] Colegio Ingenieros Industriales, <<Cargas máximas en cubierta>> 8 de abril de 2013 [En línea]. Available: <https://ingenierosindustriales.es/consultas-cte/075-cargas-maximas-en-cubierta/>

[18] <<Solidez estructural| Cargas provocadas por los paneles solares>> [En línea] Available: <https://autarquiapersonal.com/2021/03/20/solidez-estructural-cargas-provocadas-por-los-paneles-solares/>

[19] <<Guía Técnica de Aplicación: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión (ITC-BT-40),>> Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002

[21] <<Valor Actual Neto>> [En línea]. Available: <https://economipedia-com/definiciones/valor-actual-neto.html>

[22] <<¿Cómo calcular la rentabilidad de una instalación fotovoltaica de autoconsumo?>> [En línea]. Available: <https://elecsun.com/es/como-calculer-la-rentabilidad-de-una-instalacion-fotovoltaica-de-autoconsumo/>

[23] V. Velayos Morales, <<Payback o plazo de recuperación>>, 1 de marzo de 2020. [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>

[24] <<Tasa de interés>> [En línea]. Available: <https://es.tradingeconomics.com/spain/interest-rate>

# ANEXO I: PRESUPUESTO

Cuadro de precios TFG • TFG Página 2

<b>011</b>	<b>ud</b>	<b>Módulos fotovoltaicos e inversores</b>			<b>11.296,300</b>
		<i>Módulos fotovoltaicos e inversores</i>			
0111	20,000 ud	Módulos fotovoltaicos monofaciales 450 ...	171,820	3.436,40	
0112	10,000 ud	Módulos fotovoltaicos bifaciales 450 W J...	195,990	1.959,90	
0113	1,000 ud	Inversor Sunny Tripower 12 X	1.400,000	1.400,00	
0114	3,000 ud	Inversor Sunny Island 6.0	1.500,000	4.500,00	
<b>012</b>	<b>ud</b>	<b>Estructuras</b>			<b>2.500,140</b>
		<i>Estructuras</i>			
0121	5,000 ud	Estructura de soporte inclinado (15°) par...	100,500	502,50	
0122	40,000 ud	Tornillo M10 hexagonal	5,720	228,80	
0123	6,000 ud	Perfil P26	20,000	120,00	
0124	20,000 ud	Soporte S4	15,000	300,00	
0125	40,000 ud	Grapa G10	19,880	795,20	
0126	4,000 UD	Conector 35x35x2 mm	5,260	21,04	
0127	20,000 ud	Varilla roscada diametro 12	5,490	109,80	
0128	36,000 ud	Tornillo autotaladrante DIN 7504 KO 6,3 ...	6,150	221,40	
0129	20,000 ud	Tuerca DIN 934 A2 M12 x 20	0,870	17,40	
01210	20,000 ud	Arandela DIN 9021 A2 M12 x 20	3,000	60,00	
01211	20,000 ud	Arandela DIN 9021 A2 M12 x20	3,100	62,00	
01212	20,000 ud	Arandela EDPM	3,100	62,00	
<b>013</b>	<b>ud</b>	<b>Optimizadores y comunicaciones</b>			<b>1.657,000</b>
		<i>Optimizadores y comunicaciones</i>			
0131	1,000 ud	Célula calibrada	293,400	293,40	
0132	30,000 ud	Optimizadores	28,700	861,00	
0133	1,000 ud	SUNNY HOME MANAGER 2.0-HM-20	450,000	450,00	
0134	1,000 ud	MODBUS RS495	52,600	52,60	
<b>014</b>	<b>ud</b>	<b>Bateria</b>			<b>5.000,000</b>
		<i>Bateria</i>			
0141	1,000 ud	Bateria 12kWh	5.000,000	5.000,00	
<b>015</b>	<b>ud</b>	<b>Cableado y protecciones</b>			<b>1.588,870</b>
		<i>Cableado y protecciones</i>			
0151	50,000 ud/m	Cable de aluminio 16mm	1,000	50,00	
0152	100,000 ud/m	Cable de aluminio 50 mm	1,600	160,00	
0153	3,000 ud	Fusible cilíndrico Gpv 10x38	8,500	25,50	
0154	3,000 ud	MAXGE 2P CLASE II-40kA.20kA-3,8kV	34,900	104,70	
0155	1,000 ud	GV5P150F	501,700	501,70	
0156	2,000 ud	Pica de acero	12,900	25,80	
0157	1,000 ud	Interruptor diferencial LV426728	721,170	721,17	

Cuadro de precios TFG • TFG Página 4

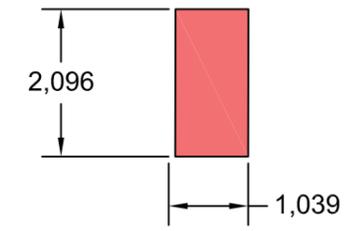
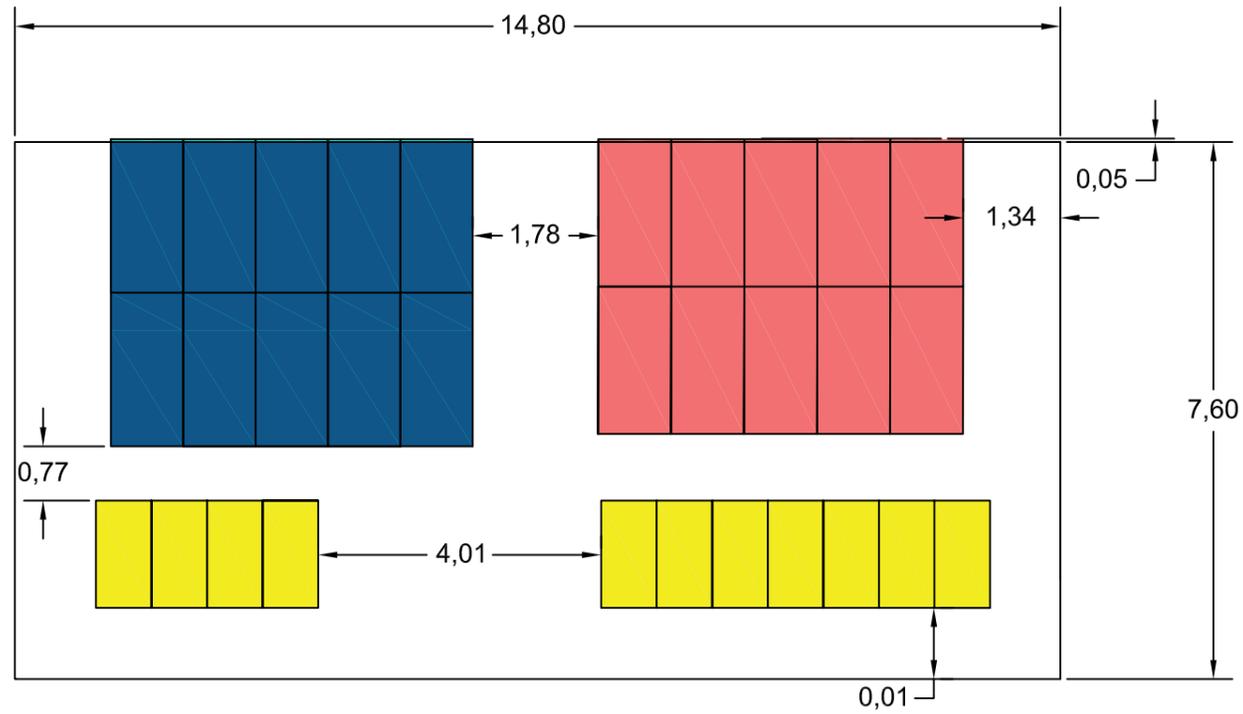
<b>021</b>	<b>h</b>	<b>Personal instalación</b>			<b>1.150,000</b>
		<i>Personal instalación</i>			
0211	20,000 h	1º Oficial Electricista	20,000	400,00	
0212	20,000 h	Oficial 2º Electricista	20,000	400,00	
0213	10,000 h	Ayudante electricista	15,000	150,00	
0214	20,000 h	Peón ordinario	10,000	200,00	

**Oferta de precios**

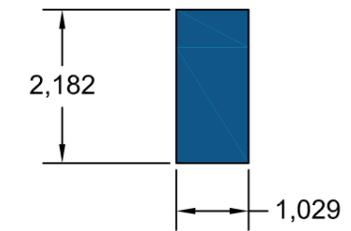
**Presupuesto: TFG**

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio total (€)
<b>1</b>	<b>Materiales</b>		<b>1,000</b>	<b>22.703,58</b>	<b>22.703,58</b>
1.1	Módulos fotovoltaicos e inversores	ud	1,000	11.635,19	11.635,19
1.2	Estructuras	ud	1,000	2.575,14	2.575,14
1.3	Optimizadores y comunicaciones	ud	1,000	1.706,71	1.706,71
1.4	Batería	ud	1,000	5.150,00	5.150,00
1.5	Cableado y protecciones	ud	1,000	1.636,54	1.636,54
<b>2</b>	<b>Instalación</b>		<b>1,000</b>	<b>1.184,50</b>	<b>1.184,50</b>
2.1	Personal instalación	h	1,000	1.184,50	1.184,50
	<b>Presupuesto de ejecución material</b>				<b>23.888,08</b>
	0% de gastos generales				0,00
	0% de beneficio industrial				0,00
	<b>Suma</b>				<b>23.888,08</b>
	21% IVA				5.016,50
	<b>Presupuesto de ejecución por contrata</b>				<b>28.904,58</b>
	Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de VEINTIOCHO MIL NOVECIENTOS CUATRO EUROS CON CINCUENTA Y OCHO CÉNTIMOS.				

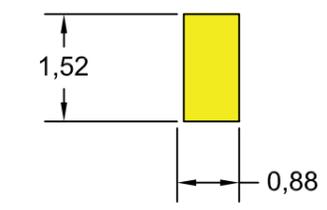
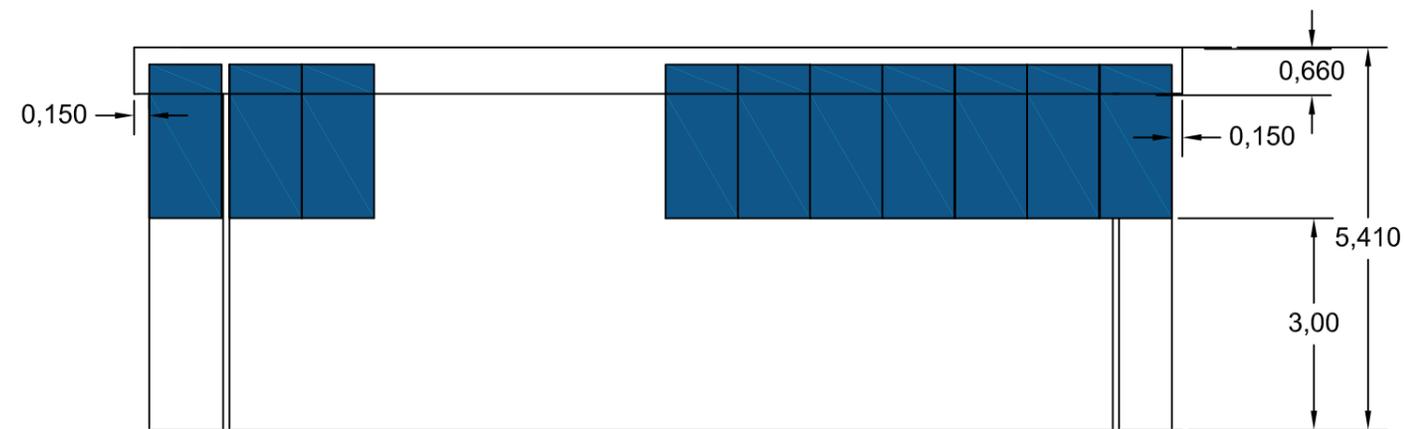
# ANEXOII: PLANOS



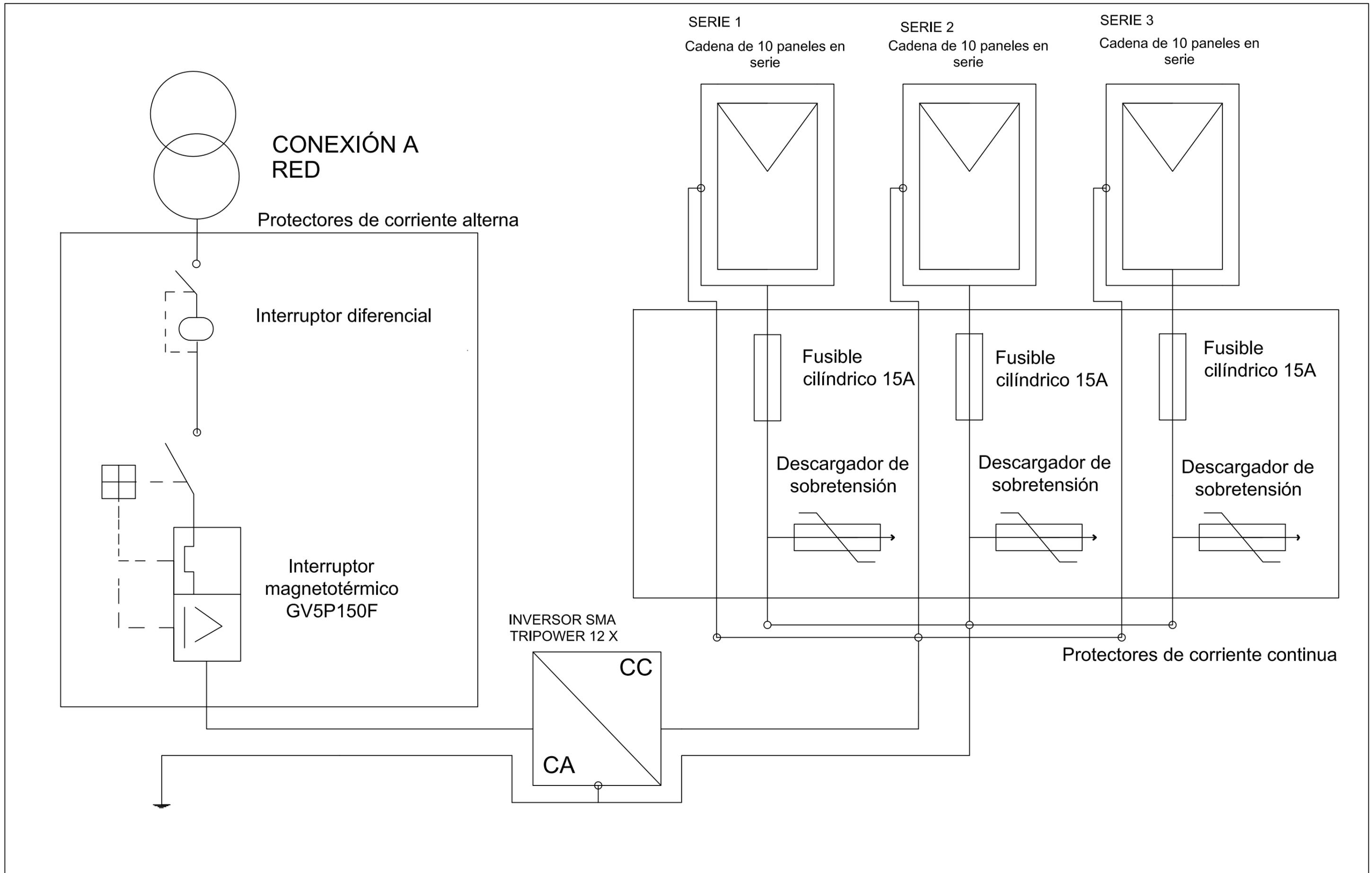
Panel bifacial



Panel monofacial



Panel actual



# ANEXO III: PLIEGO DE CONDICIONES

## 1 OBJETO DEL PLIEGO

El objeto de este pliego de condiciones para el diseño de un sistema solar fotovoltaico en la cubierta de un laboratorio de la Universidad Politécnica de Valencia es el de fijar las condiciones que debe de cumplir esta instalación fotovoltaica, así como sus garantías en objeto de potencia producida.

## 2 GENERALIDADES

Solo se aplica a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, las aisladas no se contemplan.

La siguiente normativa será aplicada en la instalación:

- ITC-BT-40
- ITC-BT-23
- ITC-BT-22
- ITC-BT-17
- ITC-BT-25
- ITC-BT-18
- UNE-HD 60364-5-52
- UNE-EN 60364-7-712
- UNE-HD 60364-4-43:2013
- Real Decreto 1699/2011
- Real Decreto 1688/2011
- NBE-AE-88
- CTE

## 3 DEFINICIONES

### Radiación solar

Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol ( $W/m^2$ ). La radiación solar puede ser directa, difusa o reflejada.

### Irradiancia

Potencia por unidad de superficie de la radiación electromagnética ( $W/m^2$ ).

### Irradiación

Magnitud que mide la energía por unidad de superficie incidente en una superficie ( $Wh/m^2$ ).

### Instalación fotovoltaica

Instalación que aprovecha el efecto fotovoltaico que se genera en los módulos al incidir radiación solar sobre ellos para generar energía eléctrica.

### Inversor

Equipamiento eléctrico que convierte la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.

### Potencia nominal

Suma de las potencias de los módulos fotovoltaicos que es la potencia generada por la instalación.

## **4 DISEÑO**

### 4.1 Diseño del generador fotovoltaico

#### 4.1.1 Generalidades

Esta instalación de un Sistema Solar Fotovoltaico en la Cubierta de un Laboratorio de la Universidad Politécnica de Valencia tiene la especificación que tendrá 10 módulos monofaciales y 10 bifaciales en la cubierta y otros 10 módulos monofaciales en la fachada sur del laboratorio. Los módulos serán de la misma marca y de la misma potencia (450 W). Serán módulos cualificados y se debe garantizar la compatibilidad entre ellos.

Se ha escogido una distancia entre las filas, así como su distribución para que incidan las menores sombras sobre ellos para así maximizar el rendimiento de la instalación. El cálculo y la distribución de los módulos se ha reflejado en la memoria de este Trabajo Final de Grado.

#### 4.2 Integración arquitectónica

Se han estudiado las condiciones de edificación para adaptar a las condiciones de la cubierta y fachada a la instalación.

Se han estudiado condiciones de instalación y construcción de esta instalación fotovoltaica.

## **5 COMPONENTES Y MATERIALES**

### 5.1 Generalidades

Estará asegurada tanto el aislamiento eléctrico como la protección a las personas. No deben de provocar averías en red eléctrica por funcionamiento de instalación y no se deben de provocar condiciones de trabajo peligrosas.

Los materiales a la intemperie serán protegidos contra los agentes ambientales como la radiación solar y la humedad.

En la memoria de este proyecto se incluirán las fichas técnicas de todo el equipamiento eléctrico.

### 5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán cumplir la normativa correspondiente, así como estar homologados para su uso.

El módulo llevará de forma visible el modelo y nombre del fabricante.

Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

Su potencia máxima y corriente de cortocircuito real deberá estar entre un  $\pm 3\%$ .

Los módulos que presenten defectos de fabricación serán rechazados.

Se instalarán los elementos de protección necesarios.

Las células tendrán una alta eficiencia.

### 5.3 Estructura soporte

Las estructuras soporte seguirán la normativa correspondiente en el Código Técnico de la Edificación

La estructura debe de ser dimensionada para soportar la carga relativa.

La estructura tendrá los puntos de sujeción suficientes para el módulo fotovoltaico teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa.

Los tornillos serán de acero inoxidable.

### 5.4 Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica.

Seguirán la normativa adecuada para la cualificación del diseño y el rendimiento.

Cumplirán con las normativas y regulaciones correspondientes.

Cada inversor dispondrá de señalizaciones necesarias para su operación.

El rango de temperatura de funcionamiento será de  $-25^{\circ}\text{C}$  a  $60^{\circ}\text{C}$ .

### 5.5 Cableado

Los positivos y negativos del grupo de módulos se conducirán protegidos y separados.

Deberán de tener la sección necesaria para cumplir con el criterio térmico y no superar el 1,5% de caída de tensión.

Deberá tener la longitud necesaria para las características de la instalación.

### 5.6 Conexión a red

Las instalaciones de hasta 100 kW deberán de cumplir con su normativa correspondiente.

### 5.7 Protecciones

La instalación fotovoltaica cumplirá con las determinadas protecciones para la protección total de la instalación frente a derivaciones eléctricas.

## 5.8 Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas

Deben de cumplir con las condiciones necesarias para la puesta a tierra en instalaciones de baja tensión.

Las masas de la instalación deben de conectarse a solamente una tierra.

La tierra, según el Reglamento de Baja Tensión, deberá ser independiente del neutro.

## 5.9 Medidas de seguridad

La instalación fotovoltaica estará equipada con protecciones que garantice la desconexión en caso de fallo a la red.

Como medida de seguridad, las tensiones no deben producir daños en equipos.

## 6 Recepción y pruebas

Los elementos principales de la instalación deberán de haber superado ciertas pruebas de funcionamiento antes de la puesta en marcha.

Las pruebas de los componentes de la instalación serán las siguientes:

- Pruebas de funcionamiento de los equipos.
- Pruebas de arranque
- Prueba de elementos de protección y las medidas de seguridad
- Probar que la potencia instalada cumple con su objetivo

Todos los equipos serán protegidos frente a defectos de fabricación.

El instalador tendrá que reparar los fallos de funcionamiento que puedan surgir en la instalación.

## 7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

### 7.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento que incluirá los elementos de esta con las labores de mantenimiento aconsejados por el fabricante.

### 7.2 Programa de mantenimiento

El programa de mantenimiento trata de definir las condiciones generales para que la instalación fotovoltaica tenga un mantenimiento adecuado.

Se deberá tener mantenimiento preventivo como correctivo.

Mantenimiento preventivo tiene como objeto la inspección visual, que se mantengan las actuaciones aplicadas a la instalación dentro de límites aceptables...

El mantenimiento preventivo se encarga de las operaciones de sustitución de los componentes de la instalación fotovoltaica.

Mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una vista anual, en la que se comprobará el estado de los componentes de la instalación.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas.

Registro de las operaciones de mantenimiento.

### 7.3 Garantías

Siempre que los componentes hayan sido manipulados de manera correcta y según el manual de instrucciones, recibirán reparación cuando sufran alguna avería.

Se garantiza la instalación durante mínimo 3 años, para los módulos fotovoltaicos se garantizará como mínimo 10 años.

Si por razones por las que el proveedor sea responsable y se tenga que parar la generación de energía eléctrica para reparaciones, el plazo se prolongará y no contemplará ese periodo en el que fue interrumpido.

En la garantía queda incluido la reparación o reposición de los componentes defectuosos.

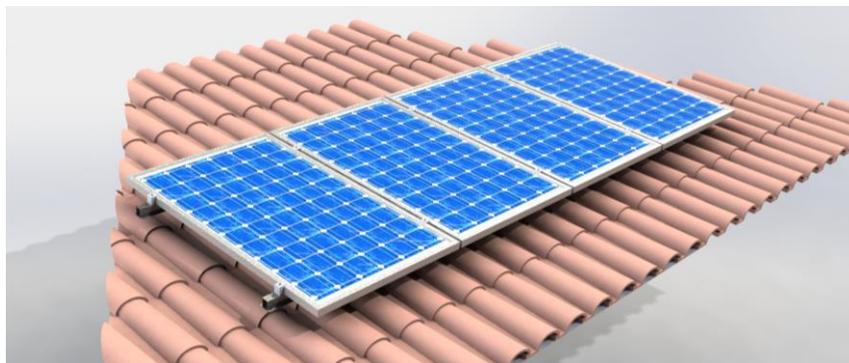
Los gastos tales como desplazamiento, herramientas y otros medios quedarán incluidos.

Podrá anularse la garantía cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada por personas ajenas al suministrador.

El proveedor deberá atender cualquier incidencia en una semana y la resolución de la avería será en un plazo de 10 días naturales.

# ANEXOIV: FICHAS TECNICAS

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>KIT COPLANAR</h1>	Referencia	004
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Estructura de aluminio para colocación de módulos sobre techo sin añadir inclinación adicional a la propia de la cubierta			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Estructura de aluminio de alta resistencia ensamblada mediante tornillería de acero inoxidable y tornillería autotaladrante zinc-niquelada con 1000 horas en cámara de niebla salina
- Los materiales de los que se compone la estructura garantizan una resistencia excepcional a la corrosión con el paso del tiempo
- Todo el kit viene preparado para su rápida instalación, ya que todas las perforaciones para pernos vienen premecanizadas y controladas por el departamento de calidad para cumplir las normas ISO
- La estructura es adaptable al módulo fotovoltaico de cualquier fabricante
- Esta estructura conjuntamente con el abanico de soportes ofrecidos se puede colocar en cualquier superficie, teja, soleras hormigón, cubiertas metálicas, fachadas, contrapesos de hormigón etc.

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por SOPORTES SOLARES es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>KIT COPLANAR</h1>	Referencia	004
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Estructura de aluminio para colocación de módulos sobre techo sin añadir inclinación adicional a la propia de la cubierta			

El material de fabricación de los pernos es aleación de Acero Inoxidable, concretamente A2-70. El acero inoxidable es un acero de elevada resistencia a la corrosión, dado que el cromo u otros metales aleantes que contiene, poseen gran afinidad por el oxígeno reaccionando con este y formando una capa pasivadora, evitando así la corrosión del hierro que contiene.

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE-EN ISO 3506

Calidad	Carga de Rotura (Rm)	Límite elástico (Rp0'2)	Alargamiento	Dureza mínima (Hb)
A2-70	700	450	0,4d	175

El material de fabricación de los tornillos autotaladrantes es acero SAR J403 1022 con una protección zinc-niquelada sellante que le proporciona una resistencia a la corrosión de 1000 horas en cámara de niebla salina según ISO 9227.

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE-EN ISO 10666

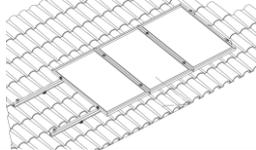
Norma	Medida	Resistencia a Tracción (kN)	Resistencia a Cortadura (kN)	Dureza mínima (Hb)
7504-K	ST 6.3	13.36	6.68	165

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La estructura en su conjunto resiste las cargas de viento y nieve que indica el eurocódigo hasta una altura de 200 metros sobre el nivel del mar según las normas vigentes de la edificación UNE EN ISO 1991. La estructura está fabricada conforme a las normas de fabricación de estructuras de aluminio UNE EN ISO 1090.

La instalación de los kits coplanares debe instalarse conjuntamente con un tipo de soporte que conformarán una estructura completa que cumplirá los estándares arriba indicados. El montaje de la estructura se llevará a cabo colocando los perfiles P26 sobre los soportes e instalando los tornillos autotaladrantes que unen el resto de la estructura como se indica en los manuales de montaje siempre teniendo en cuenta que **todas las fijaciones deben realizarse sobre la línea de taladro para asegurar la integridad de la estructura.**

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>KIT COPLANAR</h1>	Referencia	004
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	3
Denominación: Estructura de aluminio para colocación de módulos sobre techo sin añadir inclinación adicional a la propia de la cubierta			

Código		Tipo de Soporte		
		Soporte S8	Soporte S4 + Soporte Varilla Roscada	Soporte S3
Distancia máxima entre apoyos	[m]	3	1.8	1.5
Distancia máxima de Voladizo	[m]	0.5	0.5	0.4
Dirección de los perfiles	[-]	Perpendiculares a la cumbrera	Cualquiera	Paralelos a la cumbrera
Posibilidades de montaje	[-]			

*\*El ensamblaje de la estructura debe hacerse correctamente y conforme a las indicaciones del manual de montaje para que cumpla las características de resistencia enunciadas*

## 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

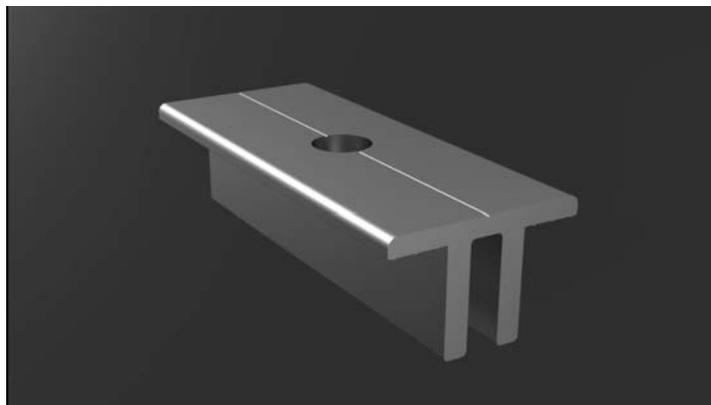
El kit coplanar dispone de una gran variedad de posibles montajes para todo tipo de cubiertas ya que es combinable con todos los tipos de soporte ofrecidos y puede ser de mayor o menor longitud gracias a la posibilidad de conectar sus perfiles P26 superiores mediante el conector P26.

La combinación más utilizada es el kit coplanar conjuntamente con el soporte S4 más soporte de varilla, lo que nos permite colocar la estructura en cualquier tipo de superficie de hormigón, teja y pizarra. El soporte se anclará al hormigón mediante el uso de una resina química de poliéster de alta resistencia que permitirá de esta forma colocar debidamente los perfiles en la dirección deseada y posteriormente colocar los módulos fotovoltaicos.

Si se combina el kit coplanar con el soporte S8 podremos instalar el kit en cubiertas industriales cuya cumbrera esté perpendicular a los perfiles, ya que los soportes S8 se deben atornillar a la subestructura de la nave industrial. De esta forma en cada una de las correas de acero de la nave industrial dispondremos de un soporte y posteriormente los perfiles P26 que formarán un único cuerpo estructural.

En caso de combinarse el kit sobreelevado con el soporte S3 se podrá instalar el kit en cubiertas metálicas grecadas, de forma que los perfiles estén perpendiculares a la greca, es decir, paralelos a la cumbrera de la nave industrial. De esta forma se instalará a la distancia indicada un soporte S3 y encima de estos el perfil P26 formando un único cuerpo estructural. *Previamente a la instalación de este tipo de soporte es necesario cerciorarse de que el soporte se adapta a la greca de la cubierta donde se va a realizar la instalación.*

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>SOPORTE S4</h1>	Referencia	021
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Soporte S4 para cubiertas de teja/pizarra/hormigón			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Pieza especialmente diseñada para el soporte de varilla de acero inoxidable
- Fijación a varillas de M12 gracias a su roscado interior
- Gracias a su roscado permite la regulación en altura y dirección
- Su diseño permite la colocación de perfiles de los módulos para hacer una superficie coplanar

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por SOPORTES SOLARES es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>SOPORTE S4</h1>	Referencia	021
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Soporte S4 para cubiertas de teja/pizarra/hormigón			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación del soporte S4 se lleva a cabo mediante su inserción en la varilla roscada y posteriormente atornillado de perfiles con tornillos autorroscantes o tornillos autotaladrantes.

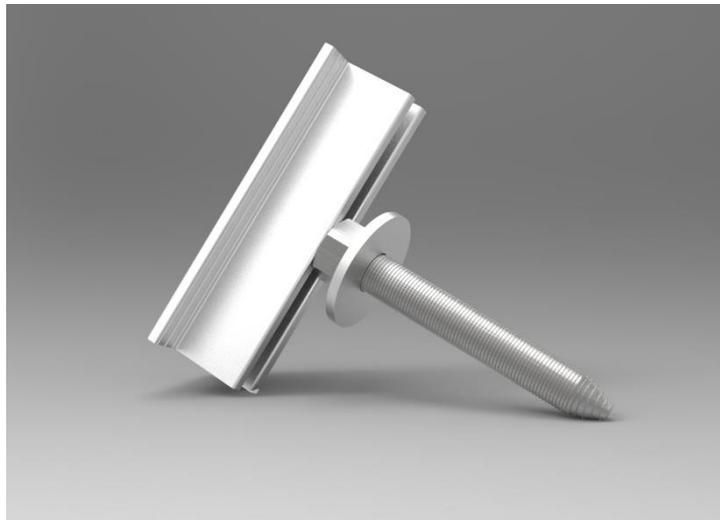
Código		Tipo de Carga	
		Teja	Hormigón
Resistencia mecánica	[kg]	1500	1500
Distancia máxima entre Soporte	[m]	1.5	3
Posibilidades de Montaje			

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

El soporte S4 se utiliza principalmente en las instalaciones coplanares sobre cubierta de teja. Se combina junto con la varilla roscada para generar una superficie donde apoyar los perfiles que sustentarán los módulos fotovoltaicos.

Las posibilidades de montaje son muy elevadas, ya que son las mismas donde se puedan instalar las varillas roscadas, esto es, cubiertas de hormigón, teja, pizarra, vigas de madera e incluso vigas metálicas con agujeros pasantes.

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>DOBLE ROSCA</h1>	Referencia	024
		Fecha	16/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Doble rosca para anclaje a vigas de madera			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Soporte especialmente diseñado para vigas y superficies de madera
- Fijación vigas de madera, tableros de aglomerado, correas metálicas de difícil acceso
- Su diseño permite la correcta regulación de la estructura, mediante el uso de las tuercas que incorpora
- Incorpora un soporte de EPDM esponjoso que evita las filtraciones, así como las vibraciones transmitidas a la cubierta.

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Acero Inoxidable, concretamente A2-70. El acero inoxidable es un acero de elevada resistencia a la corrosión, dado que el cromo u otros metales aleantes que contiene, poseen gran afinidad por el oxígeno reaccionando con este y formando una capa pasivadora, evitando así la corrosión del hierro que contiene.

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE-EN ISO 3506

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)	Límite elástico (Rp0'2)	Alargamiento	Dureza mínima (Hb)
A2-70	700	450	0,4d	175

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>DOBLE ROSCA</h1>	Referencia	024
		Fecha	16/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Doble rosca para anclaje a vigas de madera			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación de la doble rosca se lleva a cabo mediante un taladro sobre la superficie de anclaje inferior a la métrica de la doble rosca y posteriormente atornillando esta directamente sobre la superficie a anclar.

Código		Tipo de cubierta	
		Tablero	Viga
Distancia máxima entre Soporte	[m]	1.5	2
Diámetro de taladro	[mm]	10	10
Posibilidades de montaje			

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

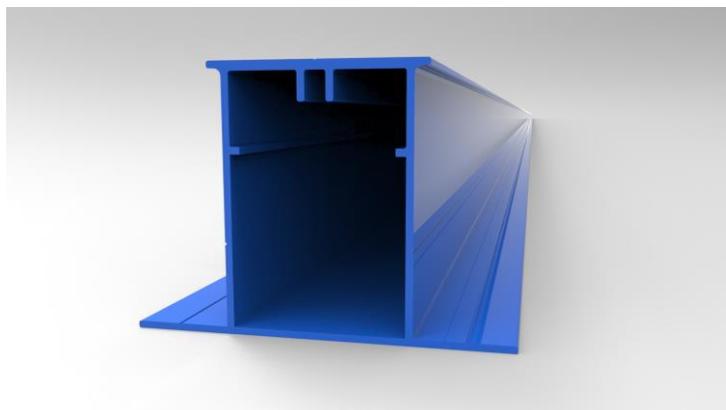
El soporte de doble rosca es un soporte muy versátil, ya que puede utilizarse en cualquier tipo de cubierta de madera, ya sean pérgolas, cubiertas u otro tipo de estructura.

Habitualmente su uso es combinado con el soporte S4, para realizar instalaciones coplanares sobre pérgolas de madera y techos con vigas de madera.

Dado que la doble rosca nos permite la regulación de la estructura desde su base, este soporte nos dota de una gran capacidad de adaptación en una gran cantidad de superficies. Desde terrenos rústicos que no están propiamente nivelados, hasta cubiertas con pendientes pronunciadas.

El material, al ser acero inoxidable, también nos permite su montaje en lugares donde la corrosión sea elevada, ya que se garantiza la durabilidad del mismo durante el paso de los años.

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>PERFIL P26</h1>	Referencia	026
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Perfil P26 para módulos fotovoltaicos			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Perfil de alta resistencia especialmente diseñado para sustentar módulos fotovoltaicos y térmicos que optimiza al máximo el material empleado en su fabricación
- Su versátil diseño le permite ser utilizado en gran variedad de instalaciones
- Las líneas de perforado vienen indicadas para una mayor facilidad de montaje y un mejor acabado estético
- La parte superior del perfil está dotada de una zona de nervio especial de fijación, que confiere una resistencia extra a la tornillería autotaladrante utilizada para atornillar sobre el perfil
- Posee guías especiales para ser utilizadas conjuntamente con el Conector P26 y facilite la unión de perfiles

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por SOPORTES SOLARES es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

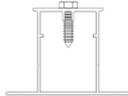
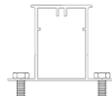
Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>PERFIL P26</h1>	Referencia	026
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Perfil P26 para módulos fotovoltaicos			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación del perfil P26A a otro perfil se lleva a cabo utilizando las alas del perfil atornillándose con tornillos autotaladrantes. Para la parte superior del perfil se emplean tornillos autotaladrantes para su fijación. **Todas las fijaciones deben realizarse sobre la línea de taladro para asegurar la integridad de la estructura.**

Código		Tipo de Carga	
		Succión	Presión
Resistencia mecánica	[kg]	1000	1000
Distancia máxima entre Apoyos	[m]	3	3
Distancia máxima de Voladizo	[m]	0.5	0.5
Instalación de tornillería autotaladrante		Superior 	Inferior 

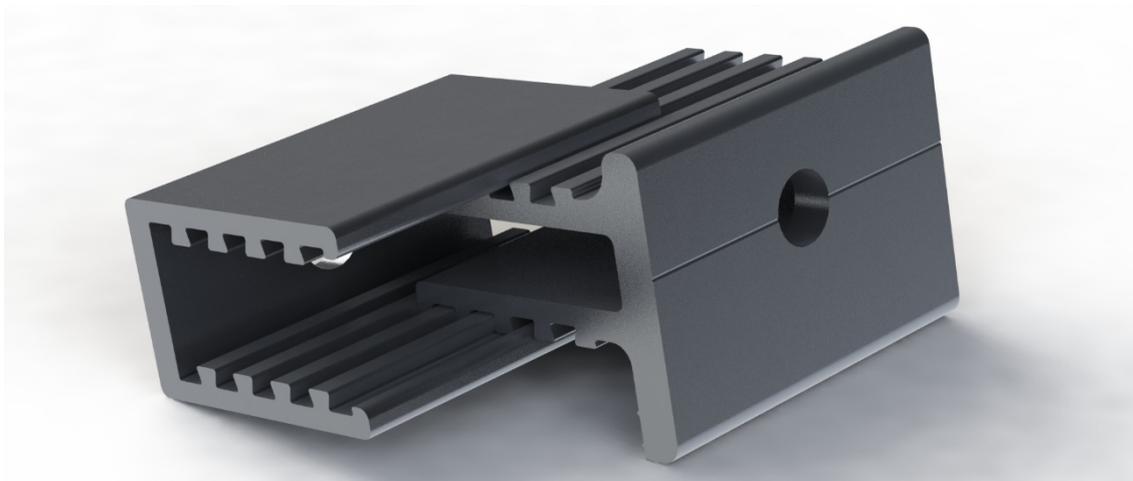
### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

El perfil P26 tiene una extensa variedad de usos, aunque su principal función es la de ser el encargado de sustentar los módulos fotovoltaicos y las grapas que los aseguran.

La forma más común de utilizarlo es colocarlo encima de los bastidores, atornillados a estos mediante dos tornillos autotaladrantes. Posteriormente se colocan los módulos fotovoltaicos y se atornillan a la estructura con las grapas G6/G7 en el nervio especial de fijación.

En otros casos el perfil P26 puede colocarse en la parte inferior de la estructura, ejerciendo de soporte de los bastidores, dotando a la estructura de una polivalencia superior de atornillado de los bastidores.

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>GRAPA G10</h1>	Referencia	042
		Fecha	23/10/2019
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Grapa regulable G10 final para módulo fotovoltaico			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Grapa regulable especialmente diseñada para anclaje de módulos fotovoltaicos
- Atornillado de módulos mediante tornillería de M6
- Su especial diseño impide el deslizamiento del módulo fotovoltaico
- Combinado junto con los perfiles de Soportes Solares su montaje es extremadamente rápido ya que utiliza tornillería autotaladrante
- Especialmente diseñada para adaptarse a la dimensión del módulo fotovoltaico

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por SOPORTES SOLARES es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

Adicionalmente la grapa G10 incorpora un tratamiento superficial de anodizado del material que mejora su resistencia frente a la corrosión y el paso del tiempo, dotando de esta forma al soporte de una gran longevidad en ambientes corrosivos.

 <b>SOPORTES SOLARES</b>	<h1>GRAPA G10</h1>	Referencia	042
		Fecha	23/10/2019
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Grapa regulable G10 final para módulo fotovoltaico			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación de la grapa G10 se lleva a cabo mediante la utilización de tornillos de métrica y posteriormente atornillado, o con tornillería autorroscantes o tornillos autotaladrantes combinados con los perfiles preparados para desarrollar la métrica del agujero.

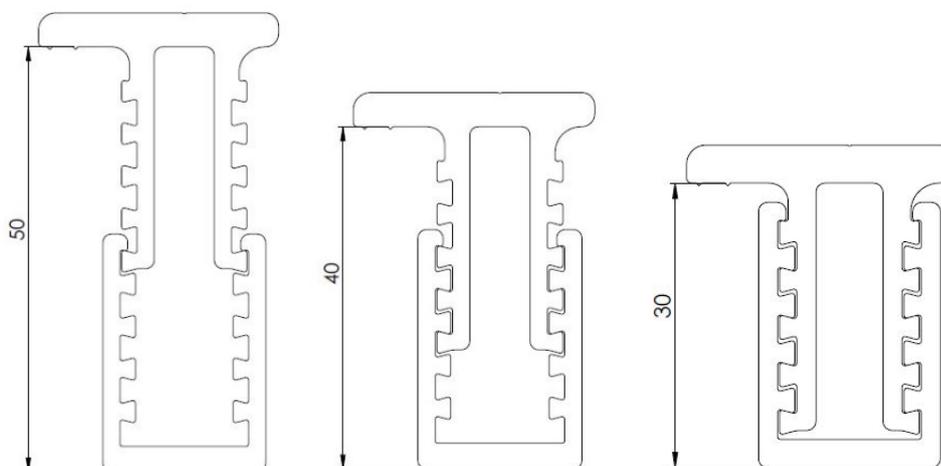
Código		Tipo de tornillo	
		Métrica	Autotaladrante*
Resistencia mecánica	[kg]	800	600
Grapas Recomendadas por módulo	[ud]	4	4
Posibilidades de montaje			

\*La grapa G10 resiste la carga indicada siempre y cuando esté instalada sobre perfiles con desarrollo de métrica de Soportes Solares

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

La grapa G10 se utiliza principalmente para ejercer de grapa final de una mesa de módulos fotovoltaicos y fijarlos en su posición definitiva contra el perfil de sustentación de los mismos. La grapa G10 puede desmontarse y montarse para la sustitución o el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

La utilización de los tornillos autotaladrantes permite una rápida fijación de los módulos fotovoltaicos, asegurando su fijación debido al desarrollo de la métrica en los perfiles de Soportes Solares y de la arandela de EPDM que ejerce de amortiguador de vibraciones, evitando de esta forma el aflojamiento de la unión con el paso del tiempo.



# BATTERY-BOX PREMIUM LVS

- Escalable desde 4 kWh hasta 256 kWh
- Máxima Flexibilidad para cualquier Aplicación que permite Conexión en Paralelo de has 64 módulos
- Compatible con Inversores Líderes en el Mercado Mono y Trifásicos
- Libre de Cobalto. Litio Fosfato de Hierro (LFP): Máxima Seguridad, Ciclos de Vida y Potencia
- Capacidad Back-Up de Alta Potencia y trabajar Off-Grid
- Diseño Pulgin Patentado sin cables internos
- Óptima para Aplicaciones Residenciales y Comerciales



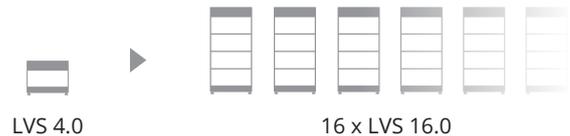
## BATTERY-BOX PREMIUM LVS

- 4 kWh por módulo
- Diseño Modular que Simplifica Transporte e Instalación

BYD Battery-Box Premium LVS es una batería de litio fosfato de hierro (LFP) para ser utilizada en combinación con un inversor compatible. Un sistema Battery-Box Premium LVS contiene desde 1 hasta 6 módulos en una misma torre para ir desde 4 kWh hasta 24 kWh de capacidad útil:

- Battery-Box LVS 4.0 (4 kWh)
- Battery-Box LVS 8.0 (8 kWh)
- Battery-Box LVS 12.0 (12 kWh)
- Battery-Box LVS 16.0 (16 kWh)
- Battery-Box LVS 20.0 (20 kWh - configuración una torre)
- Battery-Box LVS 24.0 (24 kWh - configuración una torre)

Conecta hasta 16 Battery-Box LVS en paralelo para alcanzar 256 kWh. Es posible ampliar módulos en una única torre hasta 6 módulos o conectar torres en paralelo con un máximo de 4 módulos por torre.



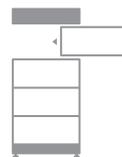
## FLEXIBLE, EFICIENTE, SIMPLE



**Conexión Plugín**  
Sin cables internos



**4 - 256 kWh**  
Capacidad Diseñada para Cada Aplicación



**Ampliación en Cualquier Momento**  
Sencilla Adaptación a Necesidades Futuras



**Alta Potencia**  
Potencia para Cada Aplicación

## PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM LVS

						
	LVS 4.0	LVS 8.0	LVS 12.0	LVS 16.0	LVS 20.0	LVS 24.0
Módulo	LVS (4 kWh, 51.2 V, 45 kg)					
Número de módulos	1	2	3	4	5	6
Energía Utilizable [1]	4 kWh	8 kWh	12 kWh	16 kWh	20 kWh	24 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	65 A	130 A	195 A	250 A	250 A	250 A
Corriente de salida pico [2]	90 A, 5 s	180 A, 5 s	270 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s	360 A, 5 s
Dimensiones (H/W/D)	528 x 650 x 298 mm	761 x 650 x 298 mm	994 x 650 x 298 mm	1227 x 650 x 298 mm	1460 x 650 x 298 mm	1693 x 650 x 298 mm
Peso	64 kg	109 kg	154 kg	199 kg	244 kg	289 kg
Voltaje Nominal	51.2 V					
Voltaje Operativo	40-57.6 V					
Temperatura Operativa	-10 °C to +50°C					
Tecnología de Celda	Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)					
Comunicación	CAN / RS485					
Protección IP	IP55					
Eficiencia Ida/Vuelta	≥95%					
Escalabilidad [3]	Máx. 64 en paralelo (256 kWh)				configuración una torre	
Certificados	VDE2510-50 / IEC62619 / CE / CEC / UN38.3					
Aplicaciones	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid					
Garantía [4]	10 Años					
Inversores Compatibles	Consulte la Lista de Configuración Mínima de Battery-Box Premium LVS					

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0.2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el inversor que se utilice

[2] Derating de corriente de carga ocurre desde -10°C a +5°C

[3] Configuración de torres en paralelo está disponible con un máximo de 4 módulos por torre. LVS 20.0 y LVS 24.0 están disponible para configuración tan sólo en una torre individual.

[4] Aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía de BYD Battery-Box Premium





## Main

Range	TeSys
Product name	TeSys GV5
Device short name	GV5P
Product or component type	Motor circuit breaker
Device application	Motor protection
Protection type	Overload protection Short-circuit protection Instantaneous short-circuit protection Phase unbalance Phase loss
Utilisation category	Category A conforming to IEC 60947-2
Control type	Direct rotary handle
Suitability for isolation	Yes conforming to EN/IEC 60947-2
Poles description	3P
[Ue] rated operational voltage	690 V AC 50/60 Hz
[In] rated current	150 A at 65 °C
Breaking capacity code	F 36 kA
Breaking capacity	36 kA Icu at 400/415 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 30 kA Icu at 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 8 kA Icu at 660/690 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	100 % at 400/415 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 100 % at 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 100 % at 660/690 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Ui] rated insulation voltage	800 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Uimp] rated impulse withstand voltage	8 kV
Overvoltage category	III
Trip unit name	Micrologic 2.2 M
Trip unit rating	150 A
Trip unit technology	Electronic
Magnetic tripping current	2250 A

Disclaimer: This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications

[Isd] short-time pick-up adjustment range	5...13 x I <sub>r</sub> adjustable 9 settings
Thermal protection adjustment range	70...150 A adjustable 9 settings
Thermal overload class	Class 5 conforming to IEC 60947-4-1 Class 10 conforming to IEC 60947-4-1 Class 20 conforming to IEC 60947-4-1
Phase failure sensitivity	Yes conforming to IEC 60947-4-1
Mechanical durability	40000 cycles
Electrical durability	20000 cycles for AC-3 at 400/415 V In
Maximum operating rate	25 cyc/h
Rated duty	Continuous
Power dissipation per pole	9.2 W

## Complementary

Motor power kW	55...75 kW at 400/415 V AC 50/60 Hz 75...90 kW at 500 V AC 50/60 Hz 90...110 kW at 660/690 V AC 50/60 Hz
Local signalling	LED ready LED 95 % I <sub>th</sub>
Standards	EN/IEC 60947-1 EN/IEC 60947-2 EN/IEC 60947-4-1 UL 60947-4-1 CSA C22.2 No 60947-4-1
Product certifications	IECEE CB Scheme EAC (pending)
Fixing mode	By screws
Mounting position	Horizontal and vertical
Connections - terminals	Power circuit: bars - busbar cross section: 25 x 6 mm Power circuit: lugs - external diameter: 25 mm
Connection pitch	35 mm without spreaders
Tightening torque	15 N.m screw : M8
Width	105 mm
Height	161 mm
Depth	155 mm
Net weight	2.4 kg
Colour	Anthracite (RAL 7016)

## Environment

Ambient air temperature for storage	-55...85 °C
Ambient air temperature for operation	-25...70 °C
Operating altitude	0...2000 m without derating
IP degree of protection	IP40 conforming to IEC 60529
IK degree of protection	IK07 conforming to IEC 62262
Pollution degree	3
Protective treatment	TC
Fire resistance	960 °C conforming to IEC 60695-2-1
Mechanical robustness	Vibrations: +/- 1 mm 2...13.2 Hz conforming to IEC 60068-2-6 Vibrations: 0.7 gn 13.2...100 Hz conforming to IEC 60068-2-6

## Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
EU RoHS Directive	Compliant <a href="#">EU RoHS Declaration</a>
Mercury free	Yes
RoHS exemption information	<a href="#">Yes</a>

China RoHS Regulation	<a href="#">China RoHS declaration</a> Product out of China RoHS scope. Substance declaration for your information
Environmental Disclosure	<a href="#">Product Environmental Profile</a>
Circularity Profile	<a href="#">End of Life Information</a>
WEEE	The product must be disposed on European Union markets following specific waste collection and never end up in rubbish bins

### Contractual warranty

Warranty	18 months
----------	-----------

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Interruptor NSXm 36kA Vigi 160A 4P Elink

LV426728

! Descatalogado desde el: 19 enero 2022

! No se fabrica

### Principal

Gama	ComPact
Nombre del producto	Compact NSXm
Gama de producto	Compact NSXm
NOmbre abreviado del equipo	NSXm 160F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático de protección contra fugas a tierra
Función	Protección Para corriente > 0,1 A
Number of poles	4P
Descripción de polos protegidos	4R
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	440 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	85 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 35 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Performance level	En > 50 A 36 kA 415 V AC
Unidad de control	Micrologic 4.2
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LSolR
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Mediante tornillos Ajustable en clip

## Complementario

<b>[Ui] Tensión nominal de aislamiento</b>	500 V AC 50/60 Hz
<b>[Uimp] Resistencia a picos de tensión</b>	8 kV
<b>[Ics] rated service short-circuit breaking capacity</b>	85 kA en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 36 kA en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
<b>Durabilidad mecánica</b>	20000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	10000 ciclos en 440 V In 20000 ciclos en 440 V In/2
<b>Soporte de montaje</b>	Placa Carril DIN
<b>Connection terminals</b>	1 IK07 2,5...70 mm <sup>2</sup> , valores instantáneos y de demanda cobre 1 IK07 2,5...95 mm <sup>2</sup> , rígido o trenzado aluminio / cobre
<b>Paso de conexión</b>	35 mm con esparcidores 27 mm sin esparcidores
<b>Pasos de 9 mm</b>	12 módulo
<b>Tipo de protección</b>	L : for protección contra sobrecarga (térmica) Símbolo de enchufe : for protección contra cortocircuitos de corta duración con retardo fijo I : for prot.contra cortocirc.(inst.) R : for proteção de fuga à terra
<b>Calibre de la unidad de disparo</b>	160 A en 40 °C
<b>Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)</b>	9 regulaciones
<b>[Ir] long-time protection pick-up adjustment range</b>	63...160 A
<b>Long-time protection delay adjustment type tr</b>	Fijo
<b>[Tr] long-time protection delay adjustment range</b>	5 s en 7.2 x Ir 8 s en 6 x Ir 200 s en 1.5 x Ir
<b>Memoria térmica</b>	20 minutos antes y después del disparo
<b>Short-time protection pick-up adjustment type Isd</b>	9 regulaciones
<b>[Isd] Short-time protection pick-up adjustment range</b>	1.5...10 x Ir
<b>Short-time protection delay adjustment type tsd</b>	Fijo
<b>[Tsd] Short-time protection delay adjustment range</b>	0,02 s
<b>Instantaneous protection pick-up adjustment type li</b>	Fijo
<b>[li] instantaneous protection pick-up adjustment range</b>	2000 A
<b>Protección contra fugas a tierra</b>	Integrado
<b>Earth-leakage protection sensivity adjustment type IΔn</b>	Ajustable
<b>[IΔn] earth-leakage protection sensivity adjustment range</b>	0,03...5 A
<b>Sensibilidad de fuga a tierra</b>	30 mA para clase A 100 mA para clase A 300 mA para clase A 500 mA para clase A 1000 mA para clase A 30 mA para clase AC 100 mA para clase AC 300 mA para clase AC 500 mA para clase AC 1000 mA para clase AC

3000 mA para clase AC  
5000 mA para clase AC

<b>Earth-leakage protection time delay adjustment type <math>\Delta t</math></b>	Ajustable
<b>[<math>\Delta t</math>] Earth-leakage protection time delay adjustment range</b>	0 ms 60 ms 150 ms 500 ms 1000 ms
<b>Neutral protection settings</b>	Protección de sobrecarga (mucho tiempo) 1 x I <sub>r</sub> 0.5 x I <sub>r</sub>
<b>Number of slots for electrical auxiliaries</b>	1 ranura(s) para interruptor del auxiliar OF 1 ranura(s) para interruptor de la alarma Dakota del Sur 1 ranura(s) para bobina de disparo MN o MX
<b>Señalizaciones en local</b>	Listo para operar, estado 1 LED parpadeante - tipo de cable: verde) Sobrecarga, estado 1 LED 105 % I <sub>r</sub> - tipo de cable: rojo) Sobrecarga, estado 1 LED 90 % I <sub>r</sub> - tipo de cable: naranja)
<b>Width (W)</b>	108 mm
<b>Height (H)</b>	144 mm
<b>Depth (D)</b>	80 mm
<b>Peso del producto</b>	1,63 kg
<b>Color</b>	Gris - tipo de cable: RAL 7016)

## Entorno

<b>Normas</b>	HB2
<b>Certificaciones de producto</b>	CCC generador
<b>Grado de contaminación</b>	3 acorde a IK07
<b>Grado de protección IP</b>	IP40 acorde a IEC 60529
<b>Grado de protección IK</b>	IK07 acorde a IEC 62262
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-25...70 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-40...85 °C
<b>Humedad relativa</b>	0...95 %
<b>Altitud máxima de funcionamiento</b>	0...2000 m sin disminución 2000...5000 m con restricciones

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1
<b>Paquete 1 Altura</b>	16 cm
<b>Paquete 1 Ancho</b>	13 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	19 cm
<b>Paquete 1 Peso</b>	1,9 kg
<b>Tipo de unidad de paquete 2</b>	S03
<b>Número de unidades en el paquete 2</b>	4
<b>Paquete 2 Altura</b>	30 cm
<b>Paquete 2 Ancho</b>	30 cm
<b>Paquete 2 Longitud</b>	40 cm

Paquete 2 Peso 8,041 kg

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
Perfil de circularidad	<a href="#">Información de fin de vida útil</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

## Sustituciones recomendadas

La LV426728 se sustituye por:

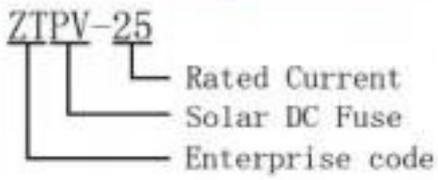
1x



Interruptor automatico ComPacT NSXm160F 36kA AC 4P 160A Micrologic 4.1 ELINK C12F44V160L

## Model and Signification

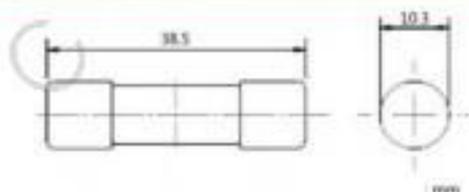
ZTPV-25



## Technical Parameter

Model	ZTPV-25			
Product Picture				
Size (mm)	10×38			
Rated Voltage (V)	DC1000			
Rated Current (A)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 15, 16, 20, 25, 30, 32			
Rated Breaking Capacit (kA)	33			
Class of Operation	gPV			
Working Temperature (°C)	-50-105			
Altitude (m)	≤2000			
Weight (g)	10			
Standard	IEC60269.6			
Material Details				
Part Name	Cap	Body	Fuse Element	Arc-extinguishing Agent
Material	Red Copper	Aluminium Oxide	Silver	Silica

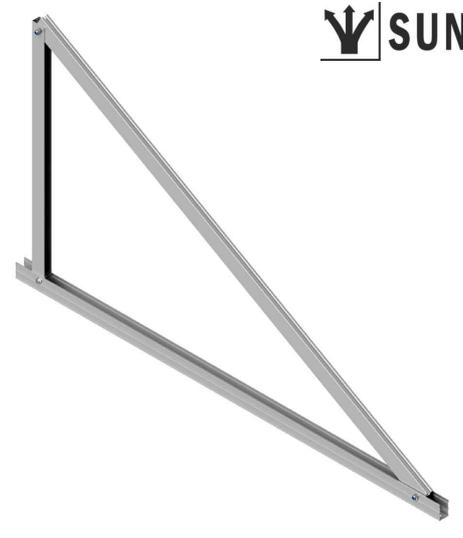
## Dimension Drawing



# Ficha técnica

## Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica

# 11V



- Soporte inclinado para cubierta de chapa metálica o subestructura.
- Anclaje a correas
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos.
- Inclinación estándar 15° y 30°.

**Viento:** Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

**Materiales:** Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70

*Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.*  
*Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.*

**Dos opciones:**

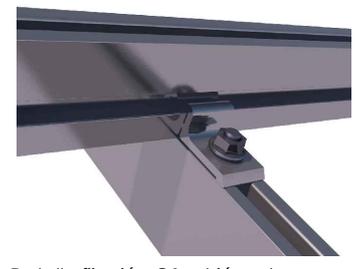
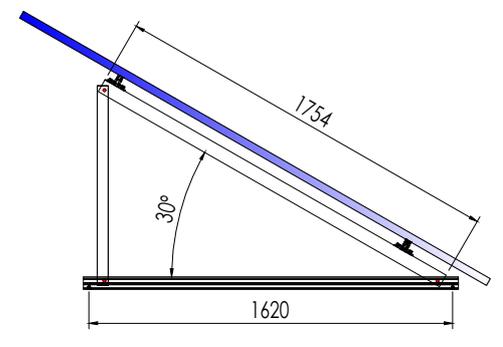
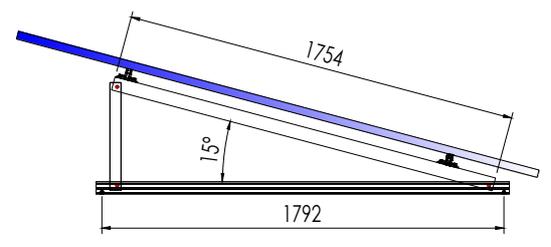
Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150  (Ver página 2)

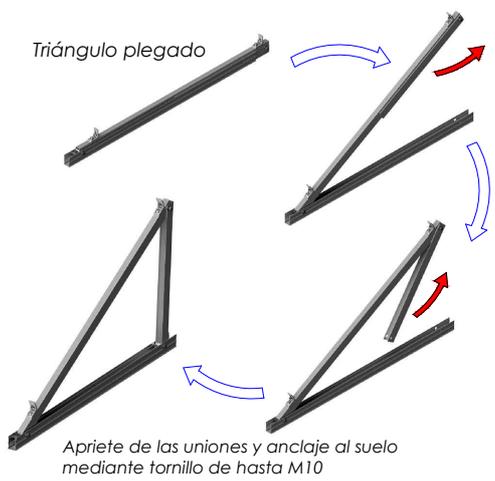
Para módulos de hasta **2400x1350 - Sistema PS**

2400x1350  (Ver página 3)

 Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



Detalle fijación G1 a triángulo  
(Son necesarios 2 fijaciones por perfil, 1 por cada lado)



**Par de apriete:**

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

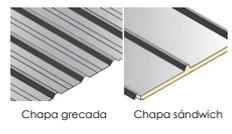
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



Marcado ES19/86524 



# Ficha técnica - Sistema KIT

## Para módulos de hasta 1150

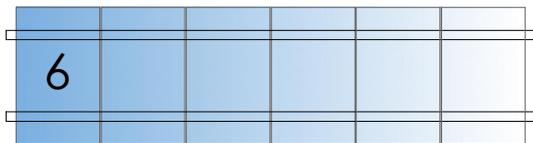
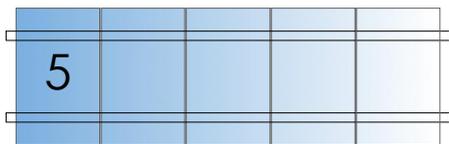
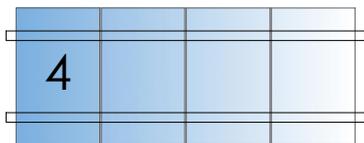
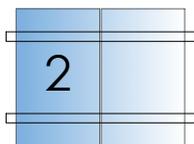
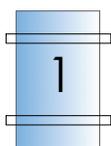


Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

2279x1150

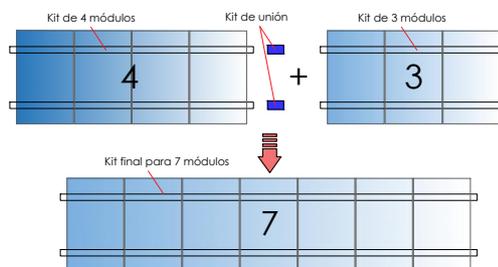


Kits disponibles:

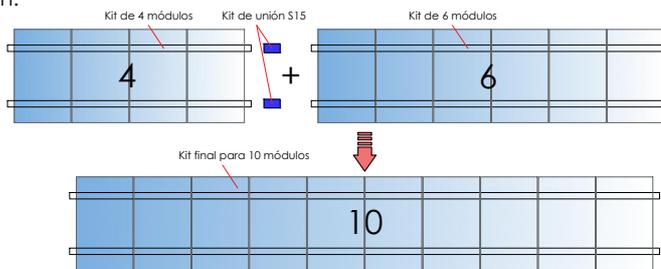


### EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

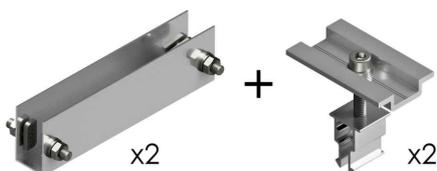
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



# Ficha técnica - Sistema PS

## Para módulos de gran formato hasta 1350



Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350



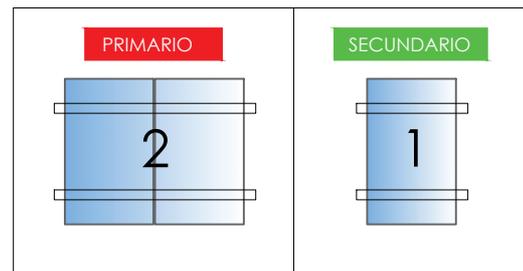
Kits disponibles:

Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.



### SOPORTES INCLINADOS COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS

09V

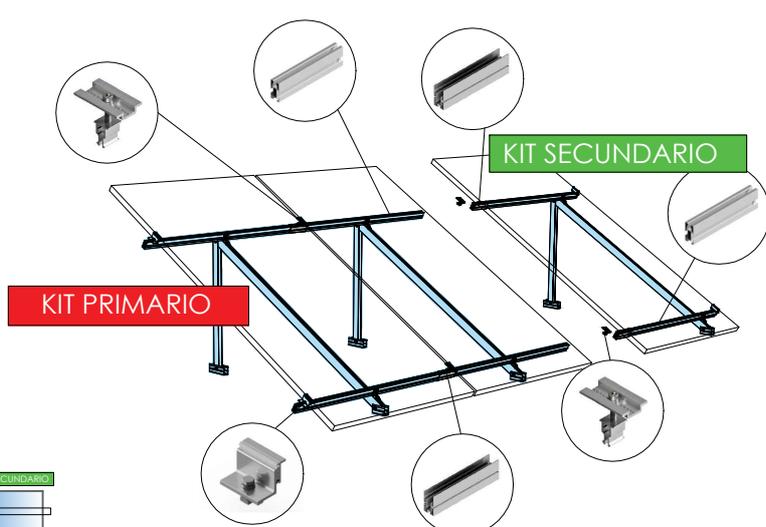
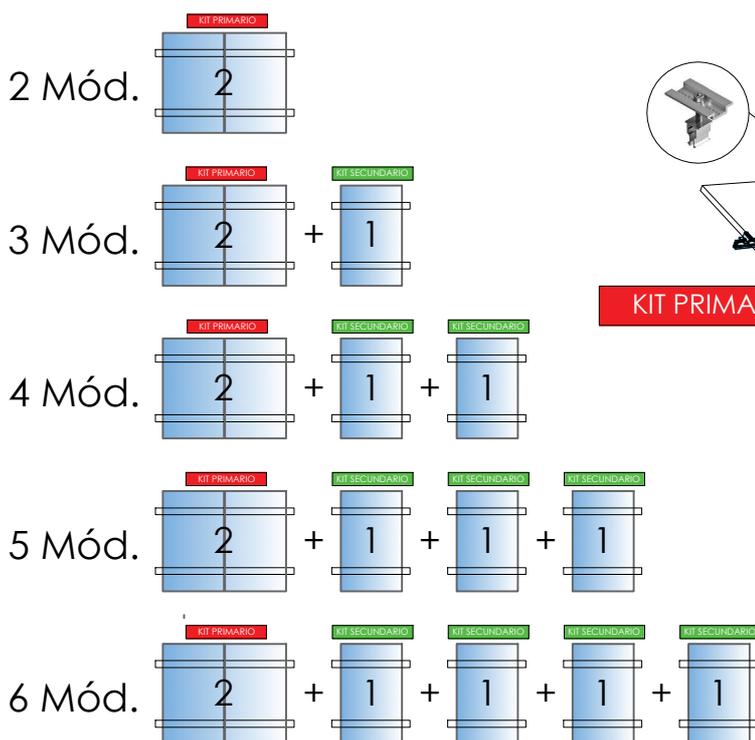
11V

12V

13V



### EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN



\* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

# Velocidades de viento

Soporte inclinado cerrado para cubierta metálica

# 11V

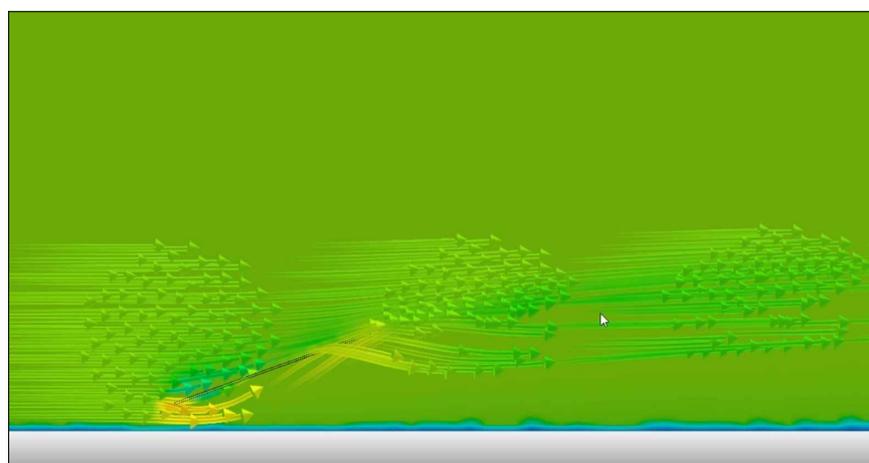


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento									
	Inclinación	Tamaño del módulo	1	2	3	4	5	6	n° de módulos
KIT	De 5° a 30°	<2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
		<2279x1150	150	150	150	130	150	150	
	35°	<2000x1000	150	150	150	150	150	150	
		<2279x1150	150	150	150	130	130	150	
SISTEMA PS		<2400x1350	130						

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.  
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

# SUNNY HOME MANAGER 2.0

HM-20



## Innovador

- Gestor de energía con dispositivo de medición integrado
- Análisis de consumo de cargas individuales
- Carga optimizada de la batería en sistemas de almacenamiento SMA

## Sencillo

- Rápida instalación con el sistema plug & play
- Visión general de todos los equipos consumidores, sistemas de generación de energía fotovoltaica y baterías
- Uso más eficiente de la energía y disminución de los costes de energía

## Transparente

- Balance energético y datos de carga mostrados en diagramas interactivos
- Previsión de los datos meteorológicos y de la producción fotovoltaica
- Monitorización de la planta a través del Sunny Portal

## Flexible

- Conexión de equipos consumidores a través de protocolos estándar y equipos conmutables
- Equipos compatibles como bombas de calor, vehículos eléctricos y otros electrodomésticos en [www.sma-iberica.com](http://www.sma-iberica.com)

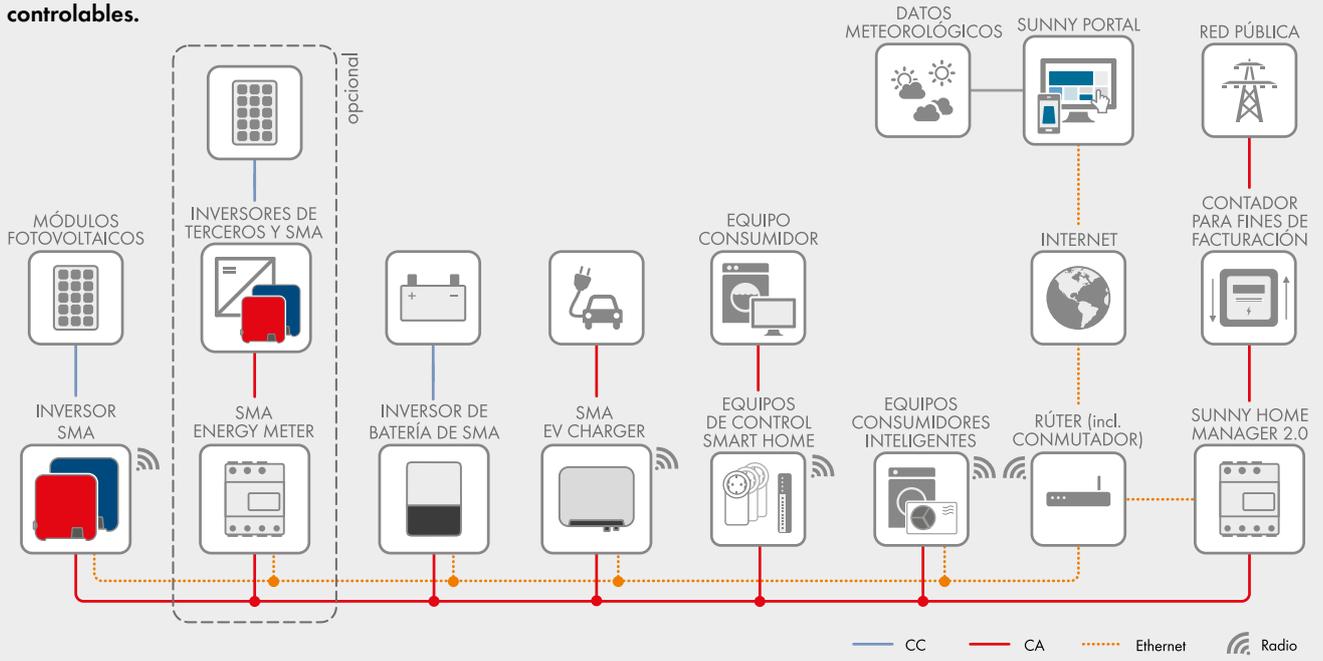
## SUNNY HOME MANAGER 2.0

La central de control para una gestión inteligente de la energía

El Sunny Home Manager 2.0 es el gestor energético inteligente de SMA ya que permite la máxima utilización de la energía fotovoltaica de forma eficiente en el hogar. Esto optimiza el autoconsumo de energía fotovoltaica y disminuye significativamente los costes de la energía. Para ello, mide todos los datos relativos a la generación de energía fotovoltaica, consumo de la red e inyección a red y ofrece una vista completa de todos los flujos energéticos relevantes del hogar. A partir de las previsiones locales de producción de energía fotovoltaica y los perfiles de carga registrados en el hogar, este equipo autodidacta crea recomendaciones de uso personalizadas y coordina el funcionamiento de los equipos consumidores controlables, de modo que pueda utilizarse directamente el máximo posible de energía fotovoltaica de producción propia.

El camino hacia una gestión inteligente de la energía es muy fácil: basta con instalar el Sunny Home Manager 2.0 en el punto de conexión a la red, conectarlo a través del cable ethernet al router de internet, registrar la planta fotovoltaica en el Sunny Portal de forma gratuita y unirse a los más de 60.000 sistemas instalados en todo el mundo que se benefician de una mayor eficiencia energética.

**Ejemplo de gestión inteligente de la energía: generación de energía fotovoltaica con la solución de almacenamiento de SMA y diversos equipos consumidores controlables.**



Datos técnicos	Sunny Home Manager 2.0
<b>Gestor energético</b>	
Conexión con el router local	A través de cable ethernet (10/100 Mbit/s, conector RJ45)
Conexión de los inversores fotovoltaicos y sistemas de baterías de SMA	Ethernet o WLAN a través del router local
Conexión de equipos consumidores en la gestión de la energía	a. Conexión de datos directa (EeBus, SEMP) b. Conexión de datos indirecta (equipos conmutables compatibles)
<b>Equipo de medición integrado</b>	
Exactitud de medición	≤1 %
Ciclo de medición	200 ms, 600 ms o 1000 ms
<b>Número máx. de equipos de la planta fotovoltaica</b> (aparte del SMA Energy Meter)	
Equipos de la planta, en total	Hasta 24
de los cuales equipos consumidores con gestión activa de la energía	Hasta 12
<b>Entradas (tensión y corriente)</b>	
Tensión nominal	110 V/230 V/400 V
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Corriente nominal/límite por cada conductor de fase	5 A/63 A (>63 A combinado con transformadores de corriente externos)
Sección de conexión	De 10 mm <sup>2</sup> a 16 mm <sup>2</sup> (para protección de 63 A)
Par de apriete para bornes roscados	2,0 Nm
<b>Condiciones ambientales durante el funcionamiento</b>	
Temperatura ambiente	De -25 °C a +40 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	De -25 °C a +70 °C
Clase de protección (según IEC 62103)	II
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP20
Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire (sin condensación)	Del 5 % al 90 %
Altitud sobre el nivel del mar	De 0 m a 2000 m
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	70 mm/88 mm/65 mm
Espacios necesarios en el cuadro de distribución (según DIN)	4
Peso	0,3 kg
Lugar de montaje	Armario de distribución o de contadores
Tipo de montaje	Montaje sobre carril DIN
Indicación de estado	3 leds
Autoconsumo	<3 W
<b>Equipamiento</b>	
Manejo y visualización	A través de Sunny Portal
Función de actualización para el Sunny Home Manager y los equipos de SMA conectados	Automática
Garantía	2 años
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com
<b>Accesorios</b>	
SMA Energy Meter como complemento para el equipo de medición integrado	Precisa medición trifásica, conexión a través de ethernet en la red local
Actualizado: 05/2021	
Modelo comercial	HM-20

# Tiger LM 72HC-BDVP

## 435-455 Watt

### BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

**P-Type**

Positive power tolerance of 0~+3%

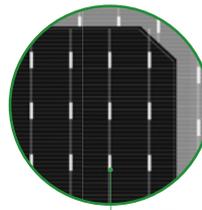
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

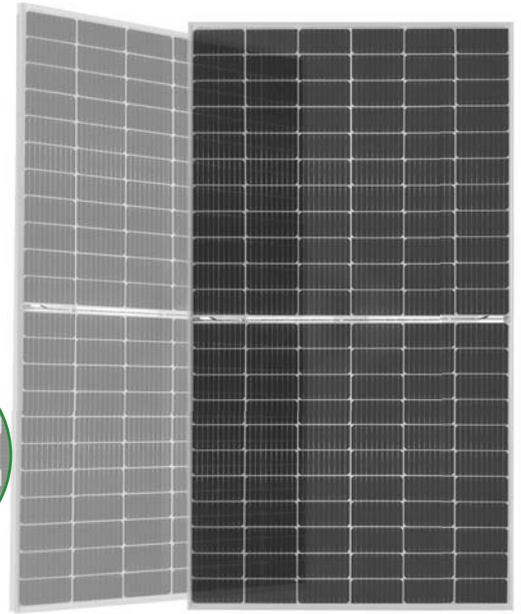
ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Bifacial Technology



## Key Features



### Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



### Longer Life-time Power Yield

0.45% annual power degradation and 30 year linear power warranty.



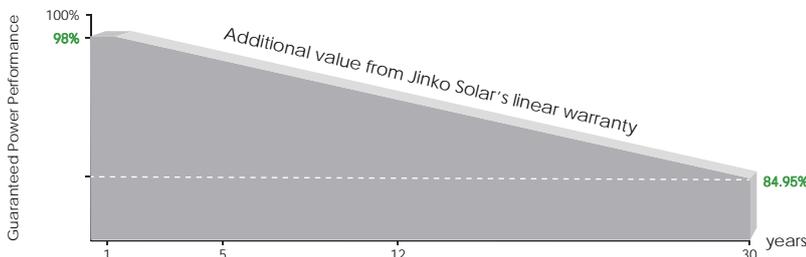
### Low-light Performance

Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment



POSITIVE QUALITY™  
Continuous Quality Assurance

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

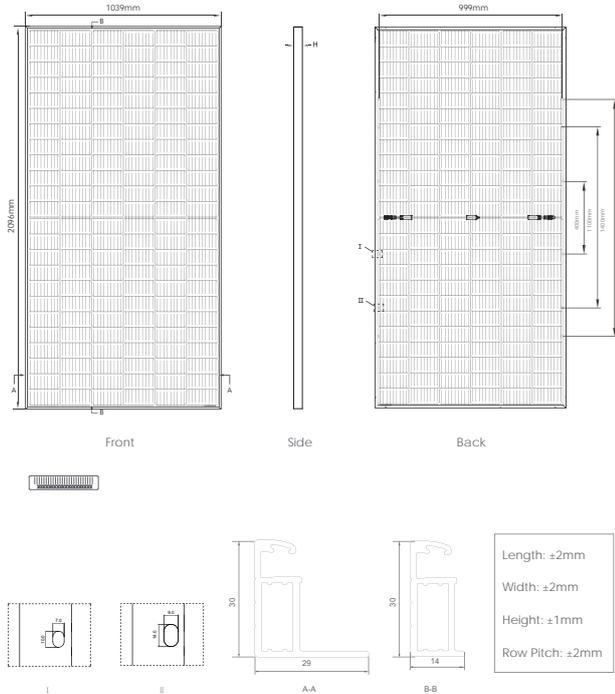


**12** Year Product Warranty

**30** Year Linear Power Warranty

**0.45%** Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

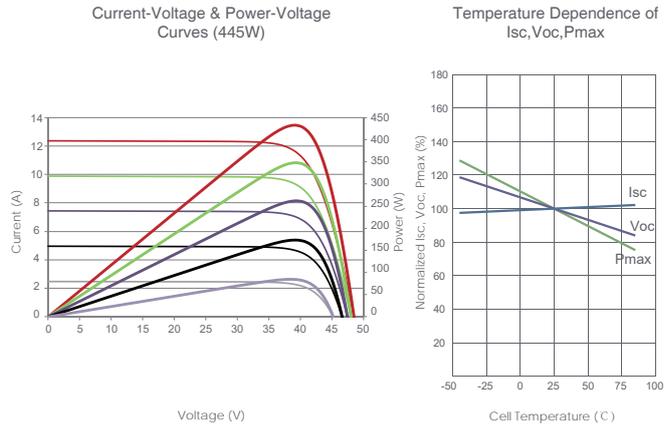


## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

35pcs/pallets, 70pcs/stack, 770pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2096×1039×30mm (82.52×40.91×1.18 inch)
Weight	28.1kg (61.95 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, heat strengthened glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 250mm , (-): 150mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM435M-72HLM-BDVP		JKM440M-72HLM-BDVP		JKM445M-72HLM-BDVP		JKM450M-72HLM-BDVP		JKM455M-72HLM-BDVP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.81V	37.63V	41.01V	37.80V	41.21V	38.01V	41.40V	38.22 V	41.59V	38.38V
Maximum Power Current (Imp)	10.66A	8.60A	10.73A	8.66A	10.80A	8.71A	10.87A	8.76A	10.94A	8.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.96V	46.11V	49.16V	46.30V	49.36V	46.49V	49.56V	46.68V	49.76V	46.87V
Short-circuit Current (Isc)	11.35A	9.17A	11.42A	9.22A	11.49A	9.28A	11.56A	9.34A	11.63A	9.39A
Module Efficiency STC (%)	19.97%		20.20%		20.43%		20.66%		20.89%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	25A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		Rear Side Power Gain (%)				
		5%	15%	20%	25%	30%
5%	Maximum Power (Pmax)	457Wp	462Wp	467Wp	473Wp	478Wp
	Module Efficiency STC (%)	20.99%	21.21%	21.44%	21.72%	21.95%
15%	Maximum Power (Pmax)	500Wp	506Wp	512Wp	518Wp	523Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.96%	23.24%	23.51%	23.79%	24.02%
25%	Maximum Power (Pmax)	544Wp	550Wp	556Wp	563Wp	569Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.98%	25.26%	25.53%	25.85%	26.13%

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

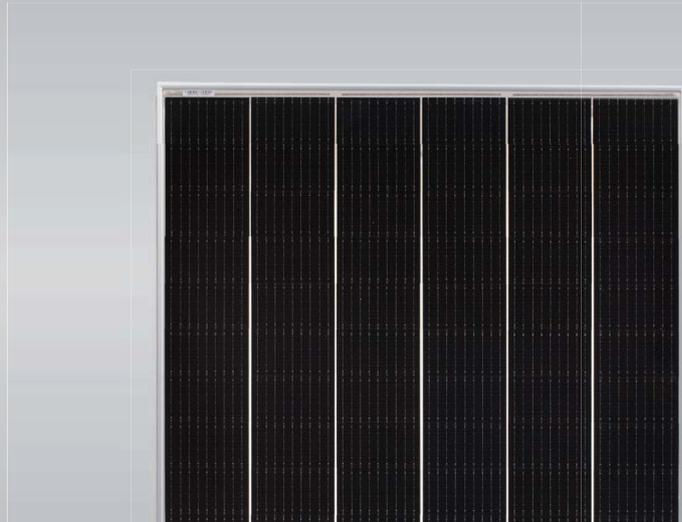
AM=1.5

Wind Speed 1m/s

# Tiger Mono-facial 450-470 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%



## KEY FEATURES



### TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 20.93%)



### 9BB instead of 5BB

9BB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



### Higher lifetime Power Yield

2.5% first year degradation,  
0.6% linear degradation



### Best Warranty

12 year product warranty,  
25 year linear power warranty



### Avoid debris, cracks and broken gate risk effectively

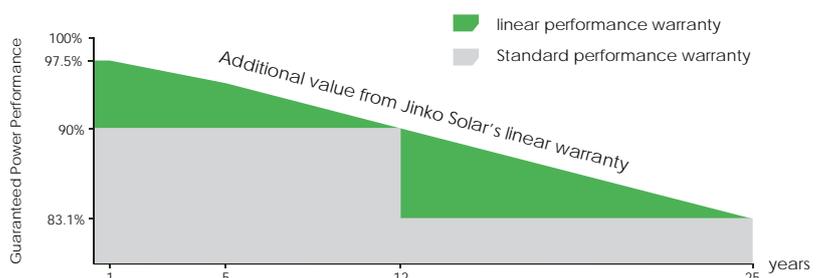
9BB technology using circular ribbon that could avoid debris, cracks and broken gate risk effectively



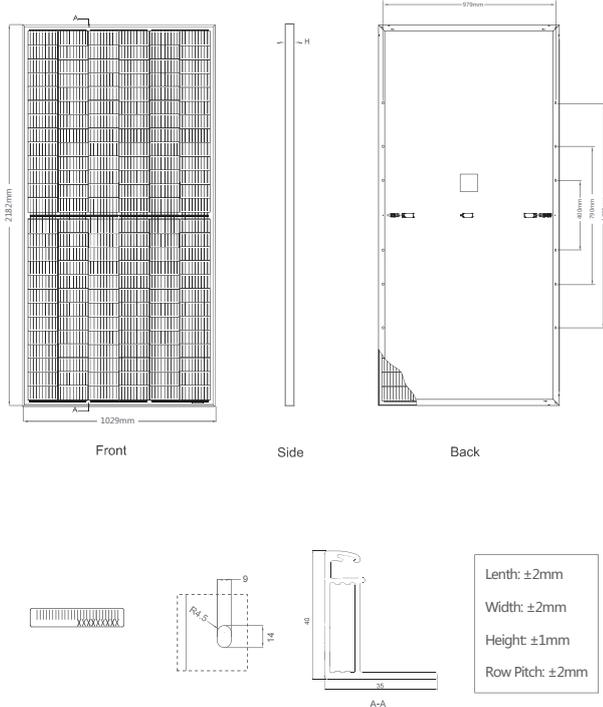
- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730 certified product

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty  
0.6% Annual Degradation Over 25 years



## Engineering Drawings

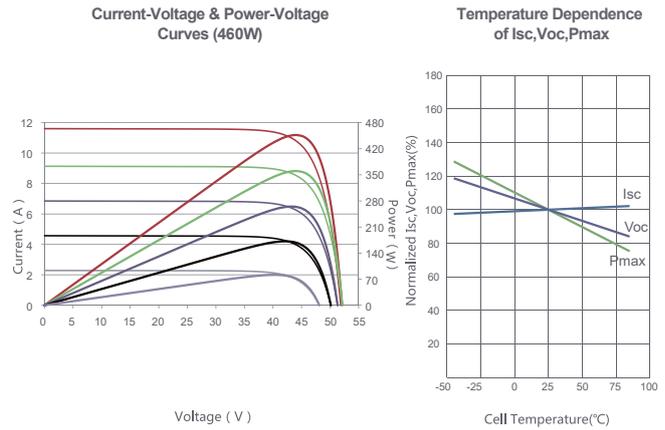


## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

27pcs/pallets, 54pcs/stack, 540pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2182×1029×40mm (85.91×40.51×1.57 inch)
Weight	26.1 kg (57.54 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM450M-7RL3		JKM455M-7RL3		JKM460M-7RL3		JKM465M-7RL3		JKM470M-7RL3	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp	465Wp	346Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.86V	39.20V	42.97V	39.32V	43.08V	39.43V	43.18V	39.58V	43.28V	39.69V
Maximum Power Current (Imp)	10.50A	8.54A	10.59A	8.61A	10.68A	8.68A	10.77A	8.74A	10.86A	8.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.50V	48.61V	51.60V	48.70V	51.70V	48.80V	51.92V	49.01V	52.14V	49.21V
Short-circuit Current (Isc)	11.32A	9.14A	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A	11.59A	9.36A	11.68A	9.43A
Module Efficiency STC (%)	20.04%		20.26%		20.49%		20.71%		20.93%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\* STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%



## TS4-A-O

### Module-level PV Optimizer

The TS4-A-O (Optimization) is the advanced add-on optimization solution that brings smart module functionality to standard PV modules for higher reliability. Improve energy efficiency by upgrading underperforming PV systems or adding smart features to new installations.

The TS4-A-O complies with NEC 2017 and 2020 690.12 Rapid Shutdown specifications when installed on each module and accompanied by the Tigo Access Point (TAP) and the Cloud Connect Advanced (CCA). Module-level DC production data, as well as data from other Modbus connected devices, can be analyzed via Tigo's Energy Intelligence Software when connected to the cloud.

The TS4-A-O with UHD-Core technology and expanded specifications supports PV modules up to 700W, and 15A.

### Included Features



Module-level **optimization** for increased energy yield and greater design flexibility



Manual or automatic module-level **shutdown**. Complies with NEC 2017 and 2020.



Module-level **monitoring** for energy production tracking and system management

### Easy Installation

Snap to standard module frame or remove clips for rack mounting

### Smart Commissioning

Configure and commission with your Android or iOS mobile device



# TS4-A-O SPECIFICATIONS

## Environmental

Operating Temperature Range	-40°C to +70°C (-40°F to +158°F)
Outdoor Rating	IP68, NEMA 3R
Maximum Elevation	2000m

## Mechanical

Dimensions	W=138.4mm, L= 139.7mm, H= 22.9mm
Weight	520g

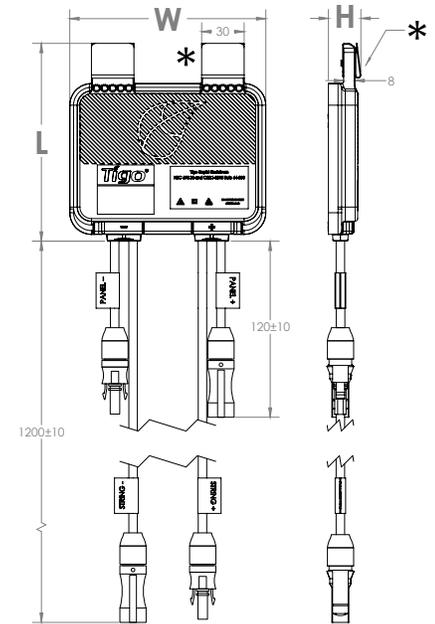
## Electrical

Max Input Voltage (V <sub>OC</sub> @ Lowest Temperature)	80V
Input Voltage Range	16 - 80V*
Maximum Cont. Current (I <sub>max</sub> )	15A
Maximum Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	20A
Maximum Power	700W
Cable Length (in/out)	0.12/1.2m (standard), 0.62/1.2m (optional)
Connectors	MC4 (standard), EVO2 (optional)
Communication Type	Wireless
Recommended Fuse Rating	30A
Rapid Shutdown Time Limit	30 secs or less**
Conductor AWG Range	10-12 AWG
PVRSE Controlled Conductors	≤30 Vdc, ≤240VA, ≤8A**

TAP required for module-level shutdown and CCA required for monitoring with TS4-A-O.

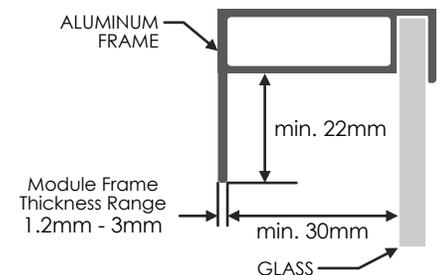
\*V<sub>MOD MAX</sub> of the connected panel = TS4-A-O V<sub>DCU MAX</sub>

\*\*Limits are based on NEC 690.12 rapid shutdown requirements.



\*Clips can be removed for rack mounting

Module frame specifications for mounting TS4-A



## ORDERING INFORMATION

461-00252-32	TS4-A-O, 15A, 700W, 1500VUL/1000V IEC, 1.2M Cable, MC4
461-00252-62	TS4-A-O, 15A, 700W, 1500VUL/1000V IEC, 0.62/1.2M Cable, MC4
461-00261-62	TS4-A-O, 15A, 700W, 1500VUL/IEC, 0.62/1.2M Cable, EVO2
461-00261-32	TS4-A-O, 15A, 700W, 1500VUL/IEC, 1.2M Cable, EVO2
462-00252-32	TS4-A-O, 15A, 700W, 1000VIEC, 0.12/1.2M Cable, MC4
462-00252-62	TS4-A-O, 15A, 700W, 1000VIEC, 0.62/1.2M Cable, MC4
462-00261-32	TS4-A-O, 15A, 700W, 1500VIEC, 0.12/1.2M Cable, EVO2
462-00261-62	TS4-A-O, 15A, 700W, 1500VIEC, 0.62/1.2m Cable, EVO2

### For sales info:

[sales@tigoenergy.com](mailto:sales@tigoenergy.com)

### For product info:

Visit [tigoenergy.com/products](http://tigoenergy.com/products)

### For technical info:

Visit [support.tigoenergy.com](http://support.tigoenergy.com)

For additional info and product selection assistance, use Tigo's online design tool at [tigoenergy.com/design](http://tigoenergy.com/design)





## Modelos

Special	Ref:
Exclusive	7753-17900

## Detalles técnicos

<b>Protección IP:</b>	IP20
<b>Material:</b>	PC
<b>Uso:</b>	Interior
<b>Garantía:</b>	3 Años
<b>Intensidad de Corriente:</b>	40 kA
<b>Número de Polos:</b>	2

<b>Protección Sobretensión:</b>	3,8 kV
<b>Sección de Cable:</b>	6 - 35 mm <sup>2</sup>
<b>Marca:</b>	MAXGE
<b>Tensión Máxima:</b>	1000V DC
<b>ROHS</b>	ROHS



## Descripción

**Protector contra sobretensiones transitorias de 2 polos** con cartucho recambiable, clase II, capacidad de conexión de cable hasta 35 mm<sup>2</sup>. Cumple con la normativa EN/IEC61643-1. **Especial para Instalaciones Fotovoltaicas.** Se necesita un protector de sobretensiones por cada string o entrada de paneles al inversor.

- Intensidad de descarga nominal = 20 kA
- Intensidad de descarga máxima = 40 kA
- Nivel de protección Up = 3,8 kV
- Uc = 1000(V DC)

Referencia:

Exclusive - SGS1-DC2-1000/40



## Fotografías adicionales



# SUNNY ISLAND 4.4M/6.0H/8.0H – PARA APLICACIONES CONECTADAS A LA RED Y PARA SISTEMAS AISLADOS



SI4.4M-13 / SI6.0H-13 / SI8.0H-13



Compatible con numerosas baterías autorizadas

## Comunicativo

- Sunny Portal powered by ennexOS
- Comunicación mediante ethernet
- Puesta en marcha a través de LAN o WLAN
- Webconnect
- Registro de datos optimizado

## Fiable

- Extensión de la garantía del fabricante de 5 a 10 años de forma gratuita
- Una gran capacidad de sobrecarga
- IP54 para un funcionamiento fiable en condiciones extremas

## Flexible

- Para sistemas de autoconsumo, sistemas eléctricos de repuesto y sistemas aislados
- Para sistemas monofásicos y trifásicos
- Modular y ampliable

- Para baterías de plomo y baterías de iones de litio autorizadas de diferentes fabricantes
- Amplia lista de baterías homologadas con la continua ampliación de la cartera de baterías

## SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0 / 8.0H

La solución más fiable para todas las necesidades: más sencillo que nunca

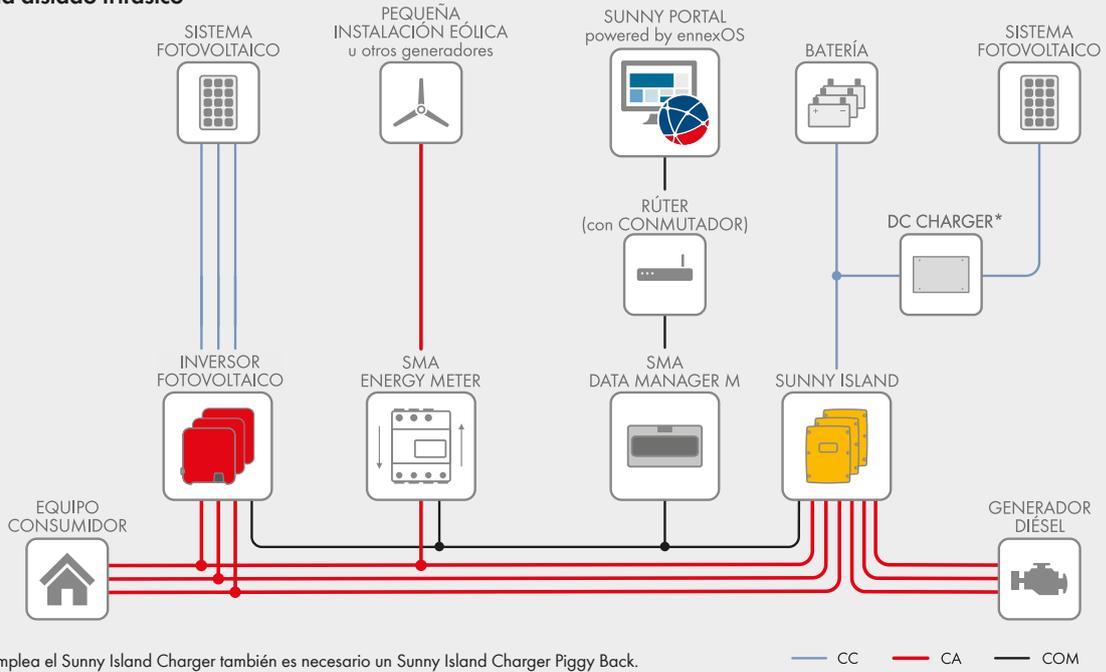
En regiones alejadas de la red o en la red pública en propiedades privadas: el inversor de batería Sunny Island es la mejor solución tanto en plantas conectadas a la red como aisladas. Los usuarios se benefician de la experiencia de los más de 150.000 Sunny Island instalados en todo el mundo. Gracias a la interfaz web integrada y a las interfaces estándar WLAN y ethernet, el Sunny Island 4.4M/6.0H/8.0H puede ponerse en marcha y configurarse fácilmente a través del teléfono inteligente o de la tableta. Como elemento clave del SMA Flexible Storage System, el Sunny Island almacena temporalmente la corriente autogenerada en la batería y permite utilizar la corriente fotovoltaica en cualquier momento del día.

En todas las aplicaciones, su alta clase de protección, su amplia gama de temperaturas y su excepcional capacidad de sobrecarga garantizan siempre la seguridad necesaria. La gestión inteligente de la carga y de la energía asegura el funcionamiento también en situaciones críticas.

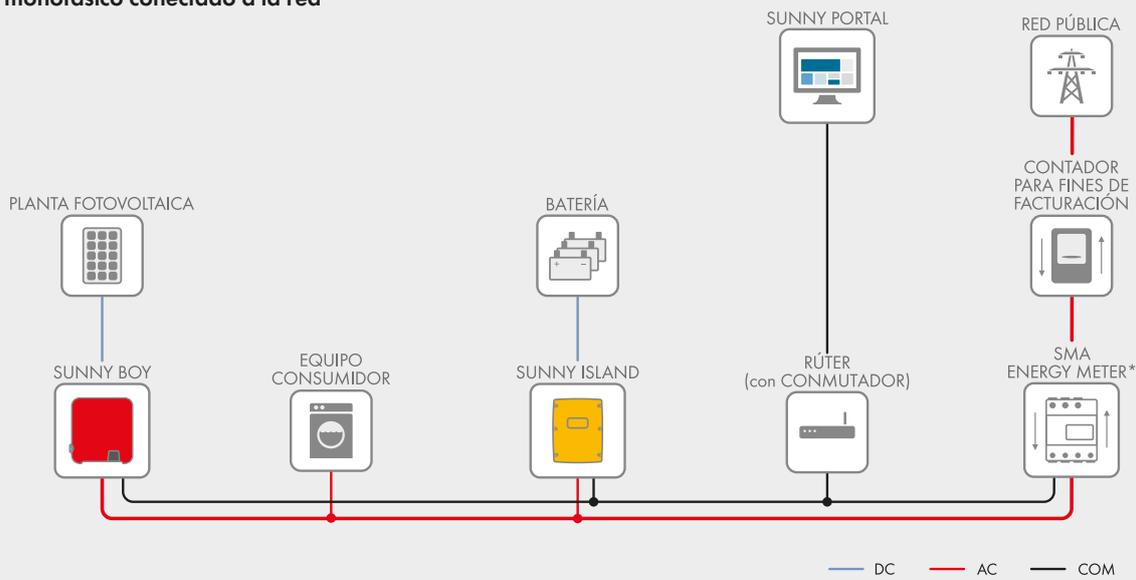
El Sunny Island es la solución más fiable y fácil para todas las necesidades e incluye una garantía de 10 años\*.

\*) Al registrar el equipo a través de la página web de registro de productos de SMA (sma-service.com).

### Sistema aislado trifásico

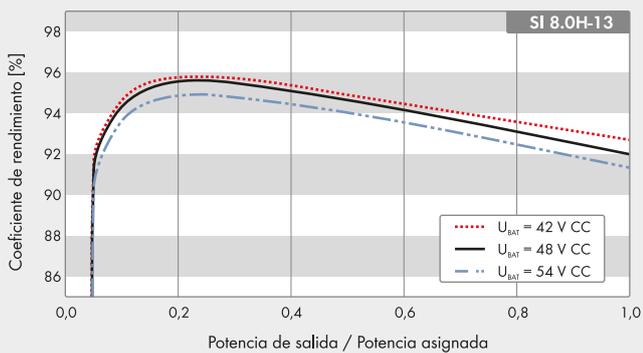


### Sistema monofásico conectado a la red

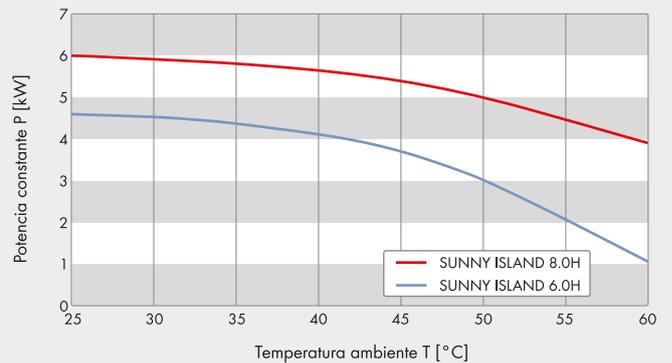


\* Otras funciones relacionadas con SMA Energy Meter powered by ennexOS y Sunny Home Manager 2.0 están disponible.

### Curva de rendimiento



### Curva característica potencia/Temperatura



Datos técnicos	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
<b>AC-2 (Fuente externa: red pública o generador)</b>			
Tensión asignada de red/Rango de tensión CA	230 V/De 172,5 V a 264,5 V		
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/40 Hz a 70 Hz		
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	14,5 A	20 A	26,1 A <sup>6)</sup>
Potencia aparente de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA <sup>6)</sup>
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11 500 W	11 500 W	11 500 W
Rango del factor de potencia	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo		
<b>AC-1 (funcionamiento en red aislada, sistema de respaldo, equipo consumidor)</b>			
Tensión asignada de red/Rango de tensión CA	230 V/De 202 V a 253 V		
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/45 Hz a 65 Hz		
Potencia asignada (a Unom, fnom/25 °C/cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	4400 W/4600 W/5500 W	6000 W/6800 W/11000 W	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	3000 W	3700 W	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (por 60 ms)	14,5 A/60 A	20 A/120 A	26.1 A/120 A
Coefficiente de distorsión de la tensión de salida	< 5 %	< 1,5 %	< 1,5 %
Rango del factor de potencia	0,0 inductivo a 0,0 capacitivo		
<b>Batería de entrada de CC</b>			
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión CC	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/de descarga asignada de CC	75 A/63 A/75 A	110 A/90 A/103 A	140 A/115 A/136 A
Tipo de batería/Capacidad de la batería (rango)	Iones litio <sup>1)</sup> , FLA, VRLA/ De 100 Ah a 10000 Ah (plomo) De 50 Ah a 10000 Ah (iones litio)		
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas		
<b>Rendimiento/Autoconsumo del equipo</b>			
Rendimiento máximo	95,5 %	95,8 %	95,8 %
Consumo sin carga/En espera	18 W/6,8 W	25,8 W/6,5 W	25,8 W/6,5 W
<b>Dispositivo de protección (equipo)</b>			
Cortocircuito de CA/Sobrecarga de CA	● / ●		
Protección contra polarización inversa de CC/Fusible de CC	- / -		
Sobretensión/Descarga total de la batería	● / ●		
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III		
<b>Datos generales</b>			
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	467 mm/612 mm/242 mm (18,4 inch/21,1 inch/9,5 inch)		
Peso	44 kg (97 lb)	63 kg (138,9 lb)	63 kg (138,9 lb)
Rango de temperaturas de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)		
Clase de protección según IEC 62103	I		
Clase climática según IEC 60721	3K6		
Tipo de protección según IEC 60529	IP54		
Conforme a RoHS-III	●		
<b>Equipamiento/Función</b>			
WLAN, Speedwire/Webconnect/SI-SYSCAN (multiclúster)	● / ● / -	● / ● / ○	● / ● / ○
Conexión directa en Sunny Portal a través de Webconnect	●		
Sunny Portal powered by ennexOS a través de Data Manager M y L	●		
Tarjeta de almacenamiento micro SD para un registro de datos ampliado	○		
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil/Relé multifunción	● / 2		
Sistemas trifásicos (con campo giratorio) <sup>2)</sup> / Función de alimentación de repuesto	● / ●		
Cálculo del nivel de carga/Carga completa/Carga de compensación	● / ● / ●		
Sensor de temperatura de la batería/Cables de datos	○ / ●		
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Iberica.com		
Color de la cubierta amarillo/aluminio blanco	○ / ○		
Garantía 5 / 10 años	● / ● <sup>3)</sup>		
<b>Para sistemas aislados</b>			
Tiempos de conmutación en el funcionamiento de respaldo (sin caja de distribución o MC-Box) <sup>4)</sup>	-	0 ms (de alta impedancia) / 20ms (de baja impedancia)	
Detección automática de campo giratorio/Asistencia de generador	● / ●		
Conexión en paralelo/Multiclúster	- / -	● / ●	● / ●
Arranque suave integrado	●		
<b>Accesorios</b>			
<b>Para sistemas aislados</b>			
Cajas Multicluster: MC-BOX-6.3 / MC-BOX-12.3 / MC-BOX-36.3	○		
Fusible de batería <sup>5)</sup>	○		
Sunny Island Charger SIC50-MPT <sup>5)</sup> / SI Charger Piggy Back SIC-PB	○ / ○		
Data Manager M	○		
<b>Para aplicaciones conectadas a la red</b>			
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter	○ / ○		
Equipo de conmutación para alimentación de respaldo <sup>5)</sup>	○		
Modelo comercial	SI4.4M-13 <sup>7)</sup>	SI6.0H-13	SI8.0H-13

● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible Todas las especificaciones actualizadas: 12/2022

1) Consulte la "Lista de baterías de iones de litio homologadas" en [www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com) 2) 3 x Sunny Island 3) Al registrar el equipo a través de la página web de registro de productos de SMA ([sma-service.com](http://sma-service.com)). Son aplicables las condiciones de la garantía del fabricante de SMA. Más información en [SMA-Solar.com](http://SMA-Solar.com) 4) Consulte la "Switchvertime-T1en-11 | Version 1.1" en [www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com) 5) De proveedor externo 6) Limitación diferente en función del registro de datos nacionales configurado (p. ej., VDE-AR-N 4105: 2018 = 4,6 kVA y 20 A) 7) Uso "on-grid" de SI4.4-13 prohibido en Australia y Nueva Zelanda (mercado ANZ)

# SUNNY PORTAL powered by ennexOS

Balance energético y análisis del sistema de un vistazo





/ STP 12-50 / STP 15-50 / STP 20-50 / STP 25-50



# Sunny Tripower X powered by ennexOS

12 / 15 / 20 / 25

Inteligencia integrada en un diseño  
preparado para el futuro



## Gestor de sistemas integrado

- Monitorización y control de hasta 5 inversores (máx. 135 kVA)
- Acceso directo a Sunny Portal powered by ennexOS
- SMA Dynamic Power Control

## Seguridad incluida

- Función de protección contra arco voltaico SMA ArcFix
- Protección contra sobretensión de CC
- Protección simplificada de la planta y de la red

## Máximo rendimiento

- Aumento del rendimiento gracias a la integración de SMA ShadeFix
- Diagnóstico de generadores I-V<sup>1)</sup>
- SMA Smart Connected

## Mayor flexibilidad

- 3 seguidores MPP
- Mayor corriente de entrada para módulos fotovoltaicos potentes
- Posibilidad de ampliación modular para futuras funciones de gestión energética

1) próximamente

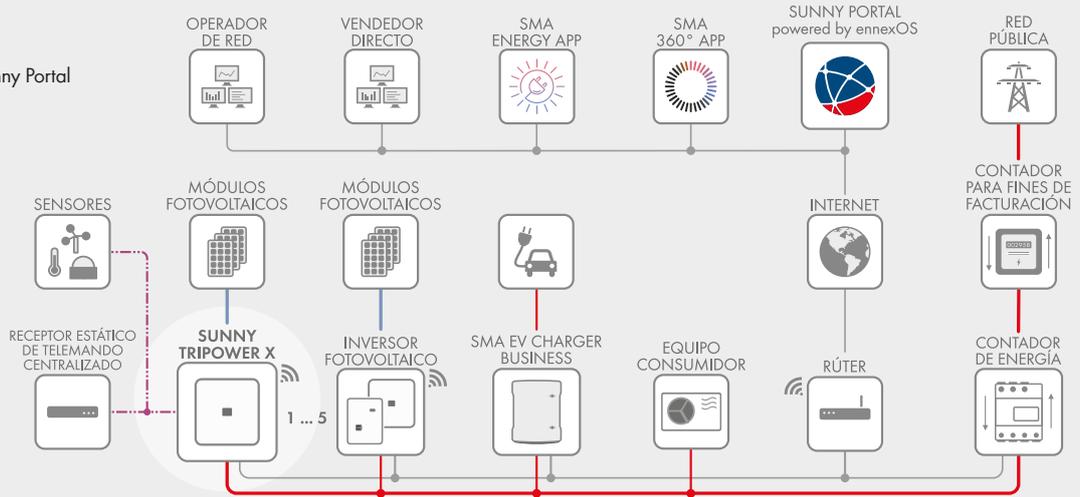
**El nuevo Sunny Tripower X es la solución innovadora para plantas fotovoltaicas industriales y plantas privadas de gran tamaño.**

La función de gestor de sistemas integrado con acceso directo al Sunny Portal powered by ennexOS controla hasta cinco inversores SMA y un Energy Meter. Este permite regular de forma dinámica la potencia activa y reactiva a través de SMA Dynamic Power Control. Gracias a su amplio rango de tensión de entrada y a la alta capacidad de corriente de entrada es compatible con los potentes módulos fotovoltaicos de última generación. A través del innovador diseño de la carcasa se consigue una refrigeración eficiente de los componentes electrónicos, lo que maximiza la vida útil del Sunny Tripower X.

La puesta en marcha se puede realizar fácil y rápidamente de forma centralizada para todos los equipos del sistema. Durante el funcionamiento, los usuarios pueden disfrutar de las soluciones de software integradas: SMA ShadeFix, que eleva el rendimiento de la planta fotovoltaica incluso en caso de sombreado parcial y SMA ArcFix, que detecta de manera efectiva los arcos voltaicos, y permite reducir el riesgo de incendios.

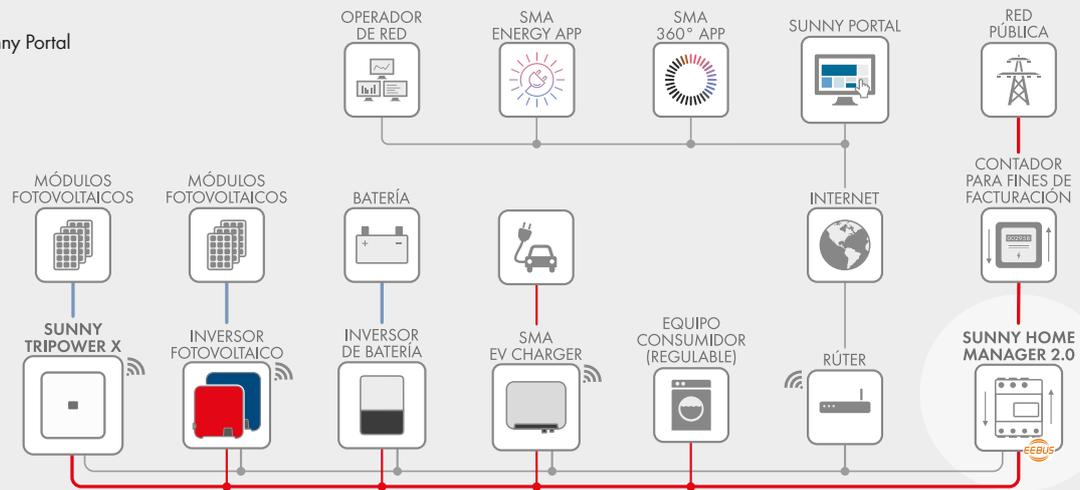
### SUNNY TRIPOWER X como gestor de sistemas

- Hasta 5 inversores y 1 contador de energía
- Conexión directa al Sunny Portal powered by ennexOS



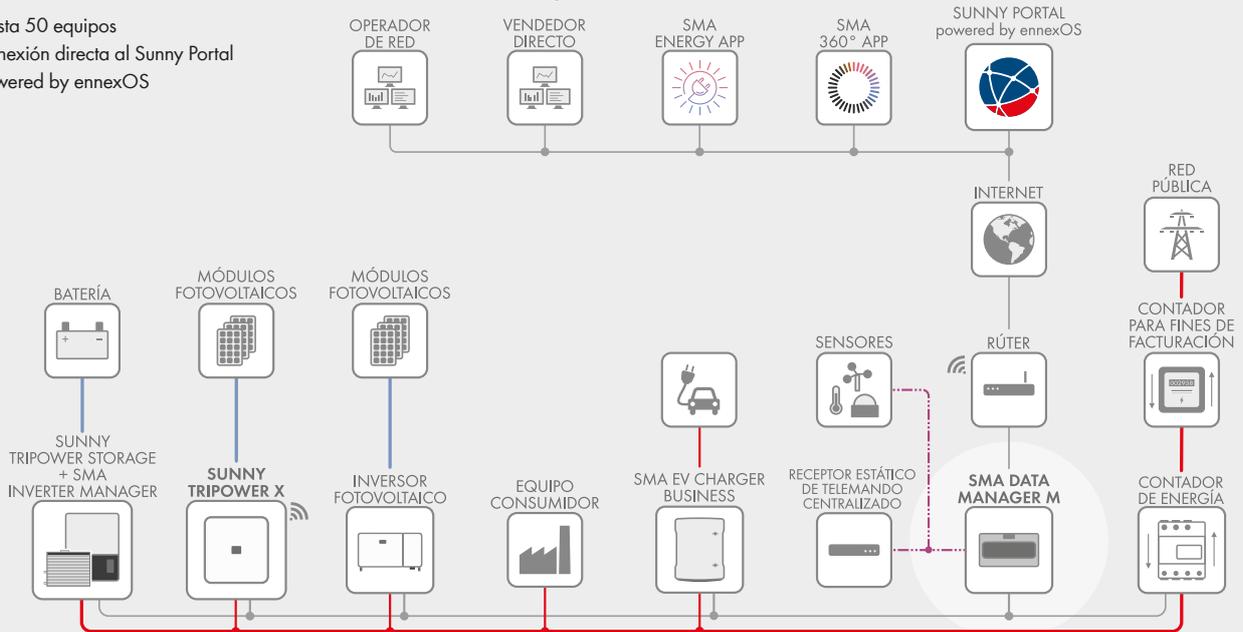
### SUNNY TRIPOWER X con Sunny Home Manager 2.0 como gestor de sistemas

- Hasta 24 equipos
- Conexión directa al Sunny Portal



### SUNNY TRIPOWER X con SMA DATA MANAGER M como gestor de sistemas

- Hasta 50 equipos
- Conexión directa al Sunny Portal powered by ennexOS



Datos técnicos	Sunny Tripower X 12	Sunny Tripower X 15	Sunny Tripower X 20	Sunny Tripower X 25
<b>Entrada (CC)</b>				
Potencia máx. del generador fotovoltaico	18000 W <sub>p</sub> STC	22500 W <sub>p</sub> STC	30000 W <sub>p</sub> STC	37500 W <sub>p</sub> STC
Tensión de entrada máx.	1000 V			
Rango de tensión del MPP	210 V a 800 V	260 V a 800 V	345 V a 800 V	430 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	580 V			
Tensión de entrada mín. / Tensión de entrada de inicio	150 V / 188 V			
Corriente máx. de entrada utilizable por seguidor del MPP	24 A			
Corriente máx. de cortocircuito por seguidor del MPP	37,5 A			
Cantidad de seguidores del MPP independientes / Strings por seguidor del MPP	3 / 2			
<b>Salida (CA)</b>				
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	12000 W	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia aparente asignada / Potencia aparente máx.	12000 VA/12000 VA	15000 VA/15000 VA	20000 VA/20000 VA	25000 VA/25000 VA
Tensión nominal de CA	220 V / 380 V; <b>230 V / 400 V</b> ; 240 V / 415 V			
Rango de tensión	176 V a 275 V / 304 V a 477 V			
Frecuencia de red / Rango	50 Hz / 44 Hz a 56 Hz 60 Hz / 54 Hz a 66 Hz			
Frecuencia de red asignada / Tensión de red asignada	50 Hz / 230 V			
Corriente de salida asignada / Corriente de salida máx.	17,4 A / 36,6 A	21,7 A / 36,6 A	29 A / 36,6 A	36,2 A / 36,6 A
Fases de inyección / Conexión de CA	3 / 3-(N)-PE			
Factor de potencia a potencia asignada / Factor de desfase ajustable	1 / 0 inductivo a 0 capacitivo			
Armónicos (THD)	< 3 %			
<b>Rendimiento</b>				
Rendimiento máx. / Rendimiento europeo	98,2 % / 97,6 %	98,2 % / 97,8 %	98,2 % / 97,9 %	98,2 % / 98,0 %
<b>Dispositivos de protección</b>				
Punto de desconexión en el lado de entrada	●			
Monitorización de toma a tierra / Monitorización de red	● / ●			
Protección contra polarización inversa de CC / Resistencia al cortocircuito de CA	● / ●			
Dispositivo de monitorización de corriente residual sensible a cualquier corriente	●			
Clase de protección (según IEC 62109-1) / Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II			
Función de protección contra arco voltaico (AFCI) / Diagnóstico de generadores I-V	● / ● <sup>1)</sup>			
Descargador de sobretensión CC (tipo 2, tipo 1/2)	○			
<b>Datos generales</b>				
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	728 mm / 762 mm / 266 mm (28,7 in / 30,0 in / 10,5 in)			
Peso	35 kg (77 lb)			
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)			
Emisiones de ruido, máximo (1 m)	59 dB(A)			
Autoconsumo (nocturno)	< 5 W			
Topología / Principio de refrigeración	Sin separación galvánica / OptiCool			
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65			
Categoría de clima (según IEC 60721-3-4)	4K26			
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %			
<b>Equipamiento / Función / Accesorios</b>				
Conexión de CC / Conexión de CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte			
Indicador led (estado / error / comunicación)	●			
Interfaz: Ethernet / WLAN / (cliente) RS485	● (2 puertos) / ● / ○ <sup>1)</sup>			
Protocolos de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● <sup>1)</sup> / ●			
Relé multifunción / Ranura para módulo de ampliación	● / ● (1 puerto)			
Número de entradas digitales	6			
Tipo de montaje	Montaje mural			
SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●			
Compatible con redes aisladas	●			
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 años	● / ○ / ○ / ○			
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, UKCA; EN 50549-1/-2:2018; VDE-AR-N 4105:2018 incl. PAV,E; VDE-AR-N 4110:2018; TOR Erzeuger Typ A:2019-12; C10/C11:2019 & V1:2020 I&M;V; VDE 0126-1-1:2013/ A1:2012; VFR 2019; CEI 0-16/0-21:2019 & V1:2020; UNE 217002:2020; TED/749/2020 inkl. NTS2.1; EREC G99/1-8:2021 Type A; EFS 2018:2; PSE 2018; NRS 097-2-1:2017; NBR 16149:2013; IEC62109-1/-2; AS4777.2:2020 <sup>1)</sup> ; IEC 61727 <sup>1)</sup> ; IEC62116 <sup>1)</sup>			
<b>Función de gestor de sistemas</b>				
Número total de equipos compatibles, de los cuales:	6			
Número máximo de inversores SMA compatibles	5			
Número máximo de contadores de energía compatibles	1			
Potencia nominal de la planta máxima de los inversores fotovoltaicos (potencia nominal de CA)	135 kVA			
Puesta en marcha centralizada de todos los equipos en el sistema	●			
Parametrización remota de equipos de SMA con Sunny Portal powered by ennexOS	●			
Venta directa con SMA SPOT (Alemania)	●			
SMA Dynamic Power Control (p. ej.: inyección cero / Q(U))	○ <sup>2)</sup>			
Modelo comercial	STP 12-50	STP 15-50	STP 20-50	STP 25-50

● De serie ○ Opcional – No disponible "STC": Condiciones de prueba estándares Datos en condiciones nominales Versión: 02/2023 1) próximamente 2) licencia gratuita actualmente

## Accesorios



SMA Sensor Module  
MD.SEN-40<sup>1)</sup>



SMA RS485 Module  
MD.485-40<sup>1)</sup>



Descargador de sobretensión CC  
(Tipo I-II): DC\_SPD\_KIT7\_T1T2  
(Tipo II): DC\_SPD\_KIT6-10

# SUNNY TRIPOWER X 12 / 15 / 20 / 25

## powered by ennexOS



### **SMA ShadeFix** - Optimización inteligente del rendimiento energético

Sus características probadas y sus soluciones de software integradas garantizan una optimización del rendimiento a lo largo de toda la vida útil de la planta, incluso en condiciones de sombra. SMA ShadeFix es un software para inversores patentado destinado a optimizar el rendimiento energético prácticamente en cualquier situación. La monitorización de inversores SMA Smart Connected ofrece seguridad adicional, ya que permite detectar errores con antelación y emite una notificación automática al instalador.



### **SMA ArcFix** - Evitar los arcos voltaicos de manera efectiva

El sistema de detección e interrupción de arcos voltaicos (AFCI) detecta de manera efectiva posibles arcos voltaicos en la planta fotovoltaica, de manera que el inversor finaliza el funcionamiento de inyección antes de que se pueda producir un incendio. SMA fue uno de los pioneros en la introducción del AFCI en Estados Unidos y ha seguido perfeccionando esta solución en la última década. En el futuro dotaremos todos nuestros inversores de string con el sistema de detección e interrupción de arcos eléctricos SMA ArcFix en todo el mundo. De esta forma seguiremos impulsando sistemáticamente los ya de por sí elevados estándares de seguridad de las plantas fotovoltaicas.



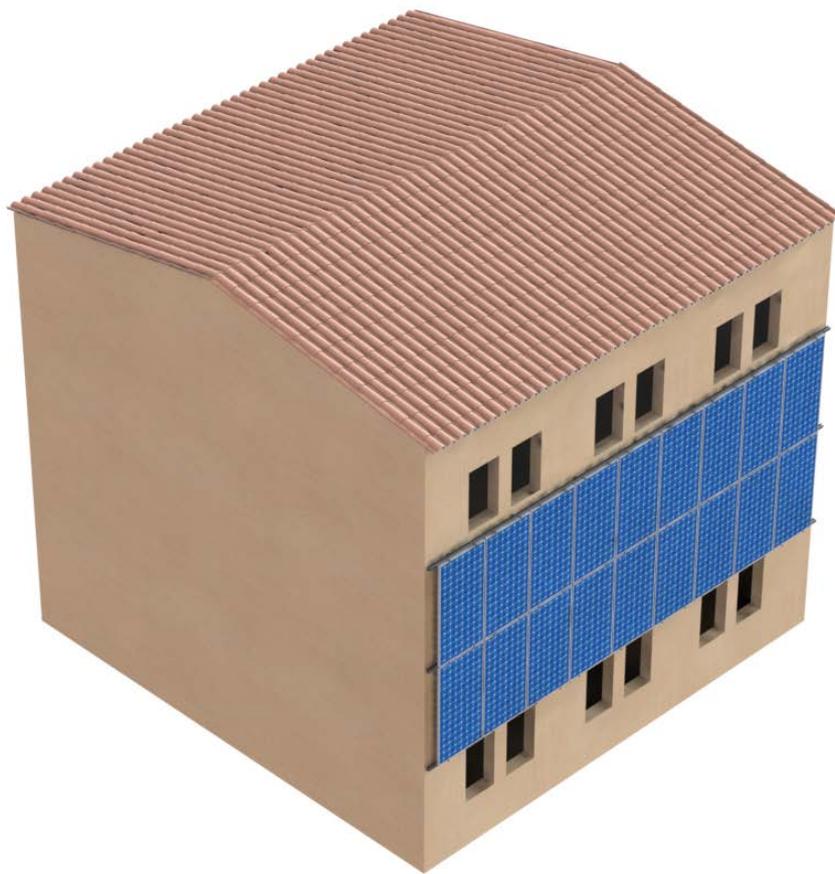
### **SMA Smart Connected** - Comunicación proactiva en caso de errores

SMA Smart Connected\* es la monitorización gratuita del inversor a través del Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto permite ahorrar valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected, el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ofrecer al cliente atractivas prestaciones adicionales.

\* ) Para más detalles, véase el documento "Descripción de los servicios: SMA SMART CONNECTED"

# Manual de montaje estructura coplanar sobre fachada de hormigón

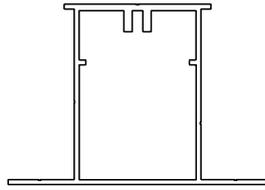


Herramientas necesarias

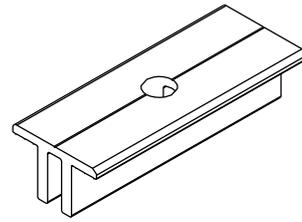


En caso de duda

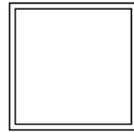




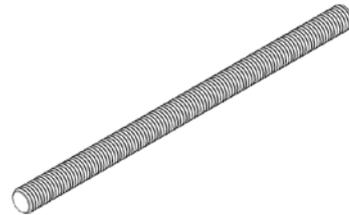
**A** – Perfil P26A



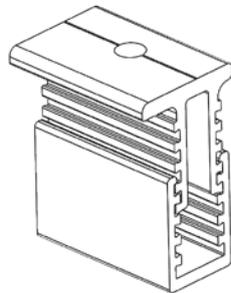
**B** – Soporte S4



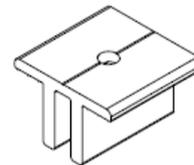
**C** – Conector 35x35x2 mm



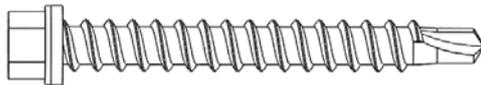
**D** – Varilla roscada Ø12



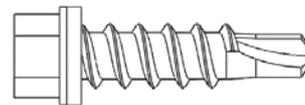
**E** – Grapa G10



**F** – Grapa G6



**G** – DIN 7504 KO 6,3x75 mm  
Autotaladrante



**H** – DIN 7504 KO 6,3x25 mm  
Autotaladrante



**I** – Tuerca DIN 934 A2 M12

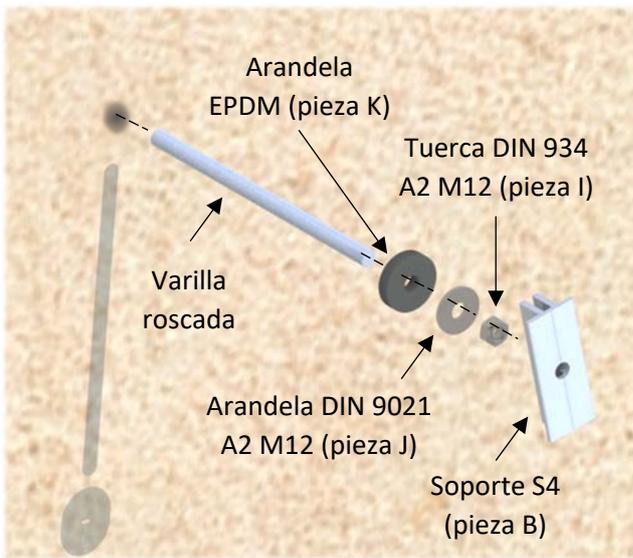
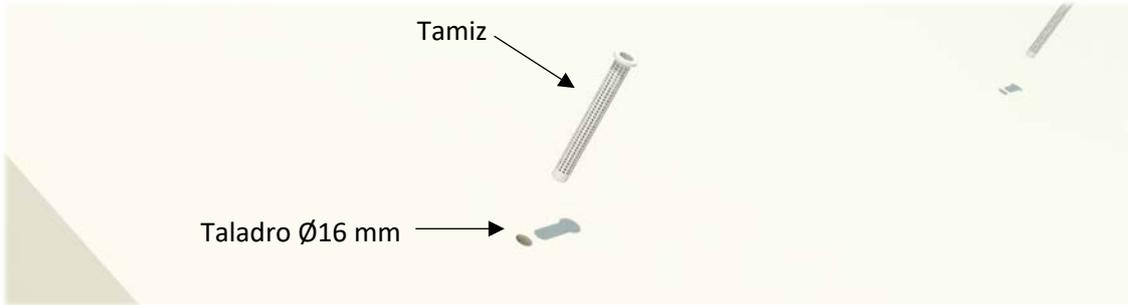


**J** – Arandela DIN 9021 A2 M12



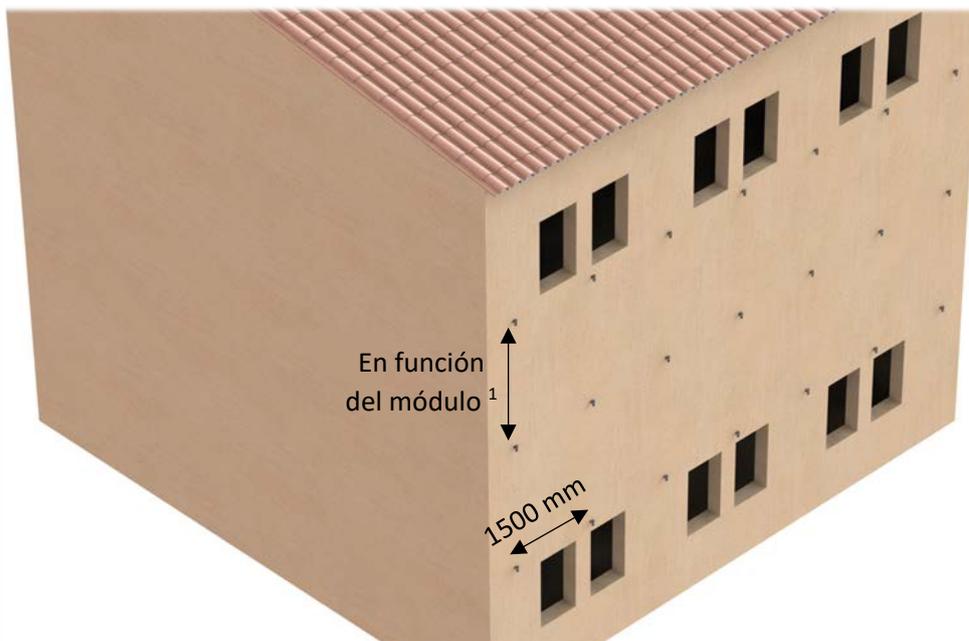
**K** – Arandela EPDM

Se comenzará realizando el taladro de un agujero de  $\varnothing 16$  y 130 mm como mínimo de profundidad. Se procederá introduciendo el tamiz en caso de ser necesario y se llenará de químico hasta la mitad.



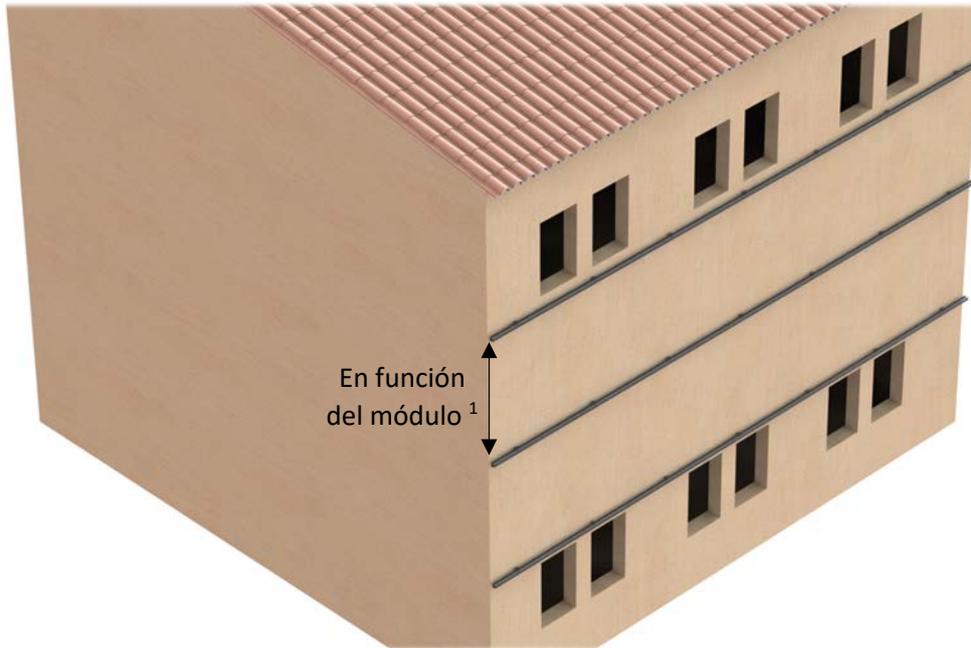
Es necesario apretar la tuerca I contra las arandelas J y K en cada soporte hasta que todo el sistema quede bien sellado.

A continuación, se decidirá la cota a la que todos los soportes S4 (pieza B) queden nivelados para conseguir una estructura completamente coplanar.

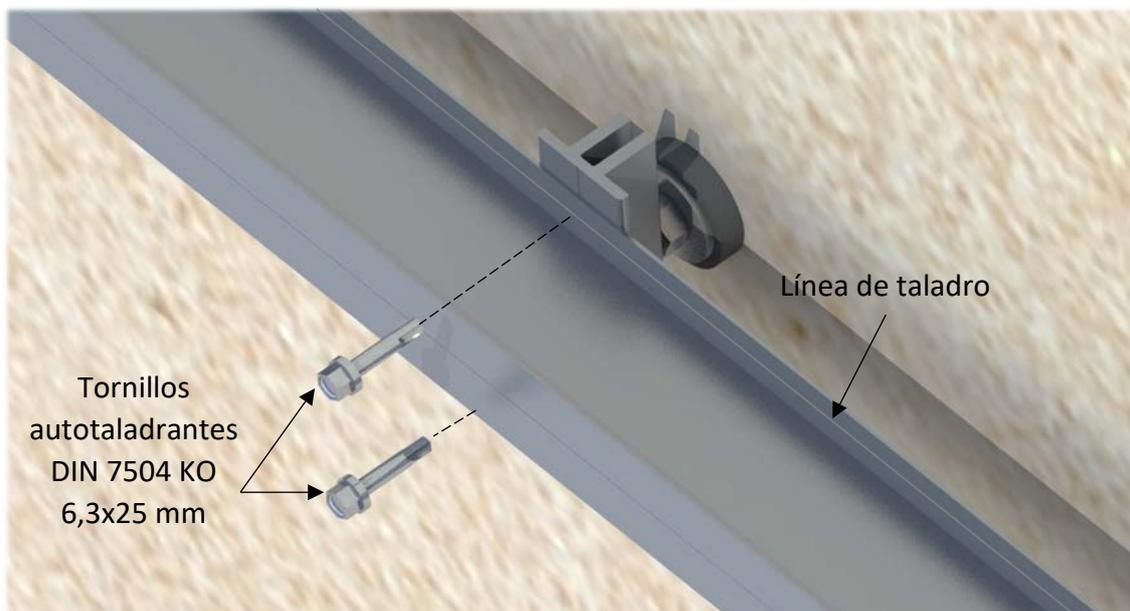


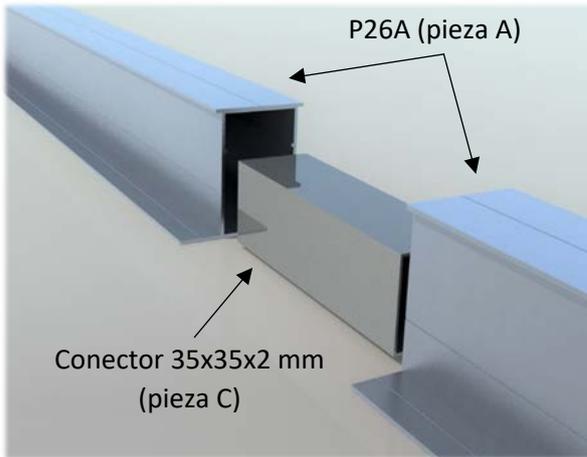
<sup>1</sup> Lado largo del módulo más 18 mm de la grapa de fijación

Los soportes se dispondrán a una distancia aproximada de 1500 mm y, para la distancia entre perfiles, se tendrá en cuenta las dimensiones del módulo a instalar.



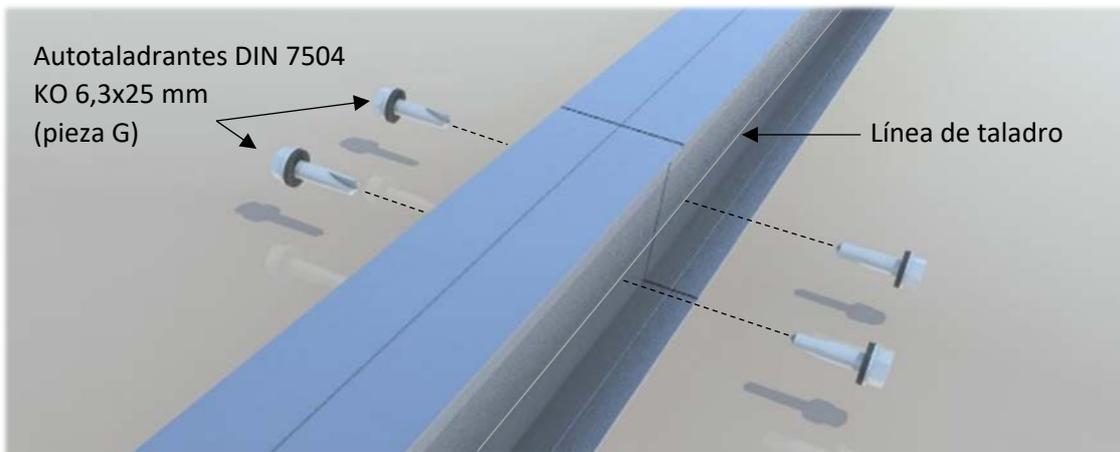
Se fijarán los perfiles P26A (pieza A) al soporte S4 (pieza B) mediante dos tornillos DIN 7504 KO 6,3x25 mm autotaladrantes haciendo uso de las líneas de taladro de las que consta el perfil destinadas para ello.



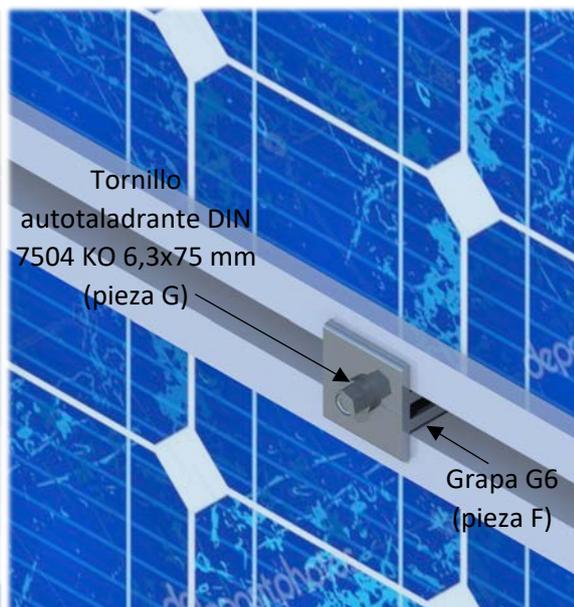
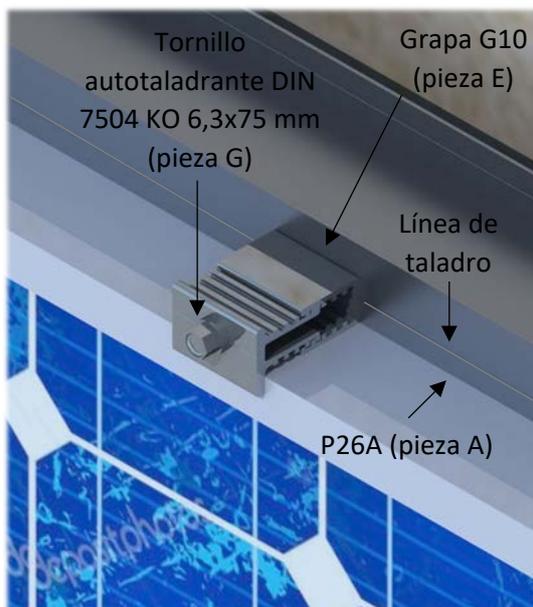


Es posible que se requiera la unión de varios perfiles P26, para lo cual se hará uso de conector 35x35x2 (pieza C), así como cuatro tornillos autotaladrantes (pieza H).

Para la unión de perfiles se deberá tener en cuenta la línea de taladro marcada para tal fin.



Por último, se procederá con la colocación de los módulos sobre los perfiles, estos se unirán mediante grapas de fijación tanto final G10 (pieza E) como intermedia G6 (pieza F) y tornillos autotaladrantes DIN 7504 KO 6,3x75 mm (pieza G).





La instalación final quedaría con este aspecto.



## **ANEXO I: Par de apriete en tornillería**

A continuación, se muestra una tabla donde se indica el par de apriete de la tornillería empleada y que debe servir de referencia.

<b>Referencia</b>	<b>Par de apriete (N·m)</b>
<b>DIN 6921 A2 M6x50</b>	9 – 12
<b>DIN 7504 – KO Gr 6,3x25</b>	7 – 9
<b>DIN 7504 – KO Gr 6,3x75</b>	7 – 9
<b>DIN 7504 – KO Gr 6,3x80</b>	7 – 9
<b>DIN 933 A2 M12x30</b>	40 – 60

## **ANEXO II: Protocolo de mantenimiento** <sup>2</sup>

Soportes Solares recomienda realizar una inspección de la estructura con una periodicidad de al menos una vez al año. Se recomienda también una revisión exhaustiva tras temporales de viento o nieve extremos, haciendo hincapié en los siguientes puntos:

- Uniones atornilladas de la estructura.
  - Comprobar el apriete de los tornillos y que no haya elementos sueltos.
  - En caso necesario reajustar el apriete de los tornillos.
- Uniones de los soportes a la cubierta.
  - Comprobar que los soportes están firmemente anclados a la cubierta.
  - En caso necesario, reajustar el apriete de los soportes.
- Comprobación de los aprietes de las grapas de sujeción de los módulos.
  - Verificar que los módulos están firmemente sujetos a los bastidores.
  - En caso necesario, reajustar el apriete de los tornillos de las grapas de unión G6 y G10.

---

<sup>2</sup> El Protocolo de Mantenimiento, es un sencillo procedimiento recomendado por Soportes Solares para el cuidado de su instalación. Soportes Solares recomienda que se realice por personal cualificado. Este mantenimiento no está incluido en los servicios de instalación de Soportes Solares.