



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UN EDIFICIO INDUSTRIAL

Autor: Cesáreo Martín-Sanz Manquillo

Director: Luís Javier Mata

Madrid

Julio de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
PARA UN EDIFICIO INDUSTRIAL

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Cesáreo Martín-Sanz

Fecha: 17/ 08/ 2021



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis Javier Mata

Fecha://

MATA GARCIA LUIS
JAVIER - 09793455D

Firmado digitalmente por MATA
GARCIA LUIS JAVIER - 09793455D
Fecha: 2021.08.24 11:08:49
+02'00'



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UN EDIFICIO INDUSTRIAL

Autor: Cesáreo Martín-Sanz Manquillo

Director: Luís Javier Mata

Madrid

Julio de 2021

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UN EDIFICIO INDUSTRIAL

Autor: Martín-Sanz Manquillo, Cesáreo.

Director: Javier Mata, Luís.

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto trata sobre el diseño de una instalación fotovoltaica para abastecer de energía eléctrica un edificio industrial. El edificio en cuestión pertenece a una empresa de la cual no se va a dar su nombre, ya que durante el proyecto se usan datos reales. Es una empresa española dedicada a la paquetería urgente que cuenta con delegaciones tanto en España como en Portugal. Su volumen diario de envíos está entorno a los 350.000.

El edificio para el cual se quiere diseñar la instalación fotovoltaica es una de las tres delegaciones que la empresa posee en Madrid. Este edificio consta de dos partes, por un lado, está la nave industrial, donde se realizan las labores de clasificación, y por otro lado están las oficinas donde se realizan las labores administrativas de la compañía.

Para poder realizar el diseño de la instalación, en primer lugar, se ha hecho un estudio de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Se ha analizado la tecnología actual, los elementos más importantes de una instalación fotovoltaica y la situación de la energía fotovoltaica tanto a nivel global como en España. También se ha investigado sobre la legislación vigente, donde se ha encontrado que, para poder hacer vertidos a la red con compensación económica, la potencia pico de la instalación no puede superar los 100KWp.

Una vez hecho estos estudios, se ha analizado el consumo eléctrico del edificio por medio de las facturas de la empresa distribuidora del último año. A su vez, se ha analizado el consumo de los últimos 7 años. Del último año, el análisis ha sido más profundo, ya que se han estudiado los consumos por meses y por periodos de facturación (Punta, llano y Valle) y así tener unos datos más exactos. Finalmente, el consumo del edificio es mucho mayor que los 100KWp de potencia pico que marca la legislación.

Para realizar el diseño de la instalación, en primer lugar, se ha hallado, mediante el programa Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), el ángulo óptimo de inclinación de los módulos solares, el cual son 36°. Para ello, se ha calculado el ángulo azimutal, es decir, la orientación de los paneles con respecto al sur, el cual son 32° Este. En un principio, se decidió dividir el tejado del edificio en tres zonas, ya que tenían distinto grado de inclinación, sin embargo, más adelante, este hecho no tendría ninguna relevancia.

A la vez que lo anterior, se han elegido los principales elementos de la instalación, como son los módulos fotovoltaicos, el inversor, la estructura soporte para los módulos y el contador bidireccional. Los módulos elegidos son MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM) del fabricante SUNPOWER y el inversor elegido es el Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW del fabricante Huawei.

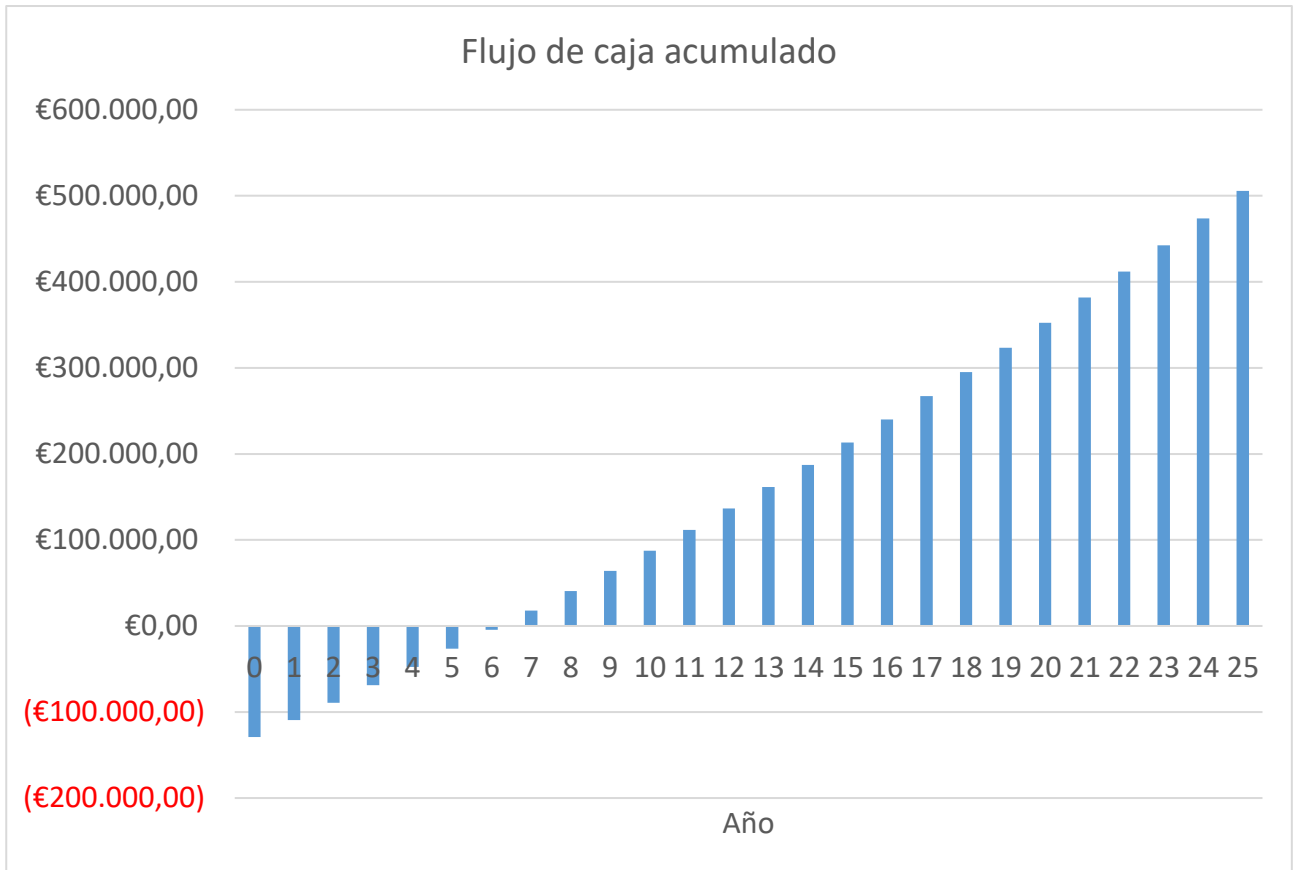


A continuación, con los elementos de la instalación ya elegidos, se procedió con el dimensionamiento de la instalación. Para ello se ha calculado la distancia mínima entre las filas paneles. Con la distribución ya diseñada, se calculó cuantos paneles harían falta para generar los 100KWp, y se llegó a la conclusión de que con 250 módulos era suficiente, y, además, que con usar una sola zona del tejado de la nave también era suficiente para toda la instalación.

Se ha diseñado el circuito eléctrico de la instalación. Únicamente se ha dimensionado la parte continua del circuito eléctrico, es decir la conexión de los módulos con el inversor. Habrá 27 ramas en paralelo, de 9 módulos cada rama, consiguiendo así una tensión nominal de 592,2V en la parte continua del circuito. El inversor tiene 10 entradas, por lo que, por cada entrada estarán conectadas 3 ramas, dejando una libre por si se desea ampliar la instalación. Finalmente, debido a este diseño eléctrico, la instalación contará con 243 módulos fotovoltaicos, con una potencia pico de 97,2KWp. También se han dimensionado los cables de conexión entre los módulos y entre las ramas y el inversor.

Para concluir con el proyecto, se ha realizado un estudio económico detallado de la instalación, con el objetivo de observar su viabilidad económica. En este estudio, se ha calculado el presupuesto, es decir, la inversión inicial, que son 129.258,19€. También se ha calculado el ahorro que supone esta instalación en la factura de electricidad el primer año, lo cual suponen 20.816,96 €.

También se ha realizado el cálculo de los flujos de caja durante los primeros 25 años de la instalación, y algunos indicadores económicos como son el VAN (299.787,32€), el TIR (16,81%) y el periodo de retorno de la inversión, el cual son 7 años.



DESIGN OF A SELF-CONSUMPTION PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR AN INDUSTRIAL BUILDING

Author: Martín-Sanz Manquillo, Cesáreo.

Director: Javier Mata, Luís.

Collaboring entity: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

PROYECT SUMMARY

This project deals with the design of a photovoltaic system to supply electricity to an industrial building. This building belongs to a company whose name will not be given, since real data is used during the project. It is a Spanish urgent package delivery company with offices in Spain and Portugal. Its daily volume of deliveries is around 350.000.

The building for which the photovoltaic installation is to be designed is one of the three delegations that the company has in Madrid. This building consists of two parts: on the one hand, there is the industrial building, where the sorting work is carried out, and on the other hand, there are the offices where the company's administrative work is carried out.

In order to be able to design the installation, first of all a study of the photovoltaic installations for self-consumption was carried out. It has been analysed the current technology, the most important elements of a photovoltaic installation and the situation of photovoltaic energy globally and in Spain. It has also been investigated on the current legislation, where it has been found that to be able to make discharges to the network with economic compensation, the peak power of the installation cannot exceed 100KWp.

Once these studies were done, the electricity consumption of the building was analysed by means of the bills of the distribution company for the last year. At the same time, the consumption of the last 7 years has been analysed. For the last year, the analysis has been more in-depth, since the consumption has been studied by month and by billing periods (peak, flat and valley) in order to have more accurate data. Finally, the consumption of the building is much higher than the 100KWp of peak power required by the legislation.

In order to design the installation, first of all, the optimum angle of inclination of the solar modules, which is 36°, was determined using the Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) program. The azimuthal angle, the orientation of the panels with respect to the south, which is 32° East, was calculated. Initially, it was decided to divide the roof of the building into three zones, since they had different degrees of inclination, however, later, this fact would have no relevance.

In addition to the above, the main elements of the installation have been chosen, such as the photovoltaic modules, the inverter, the support structure for the modules and the bidirectional counter. The modules chosen are MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM) from SUNPOWER and the inverter chosen is the Huawei SUN2000-100KTL-M1 Three-phase Inverter 100kW from Huawei.

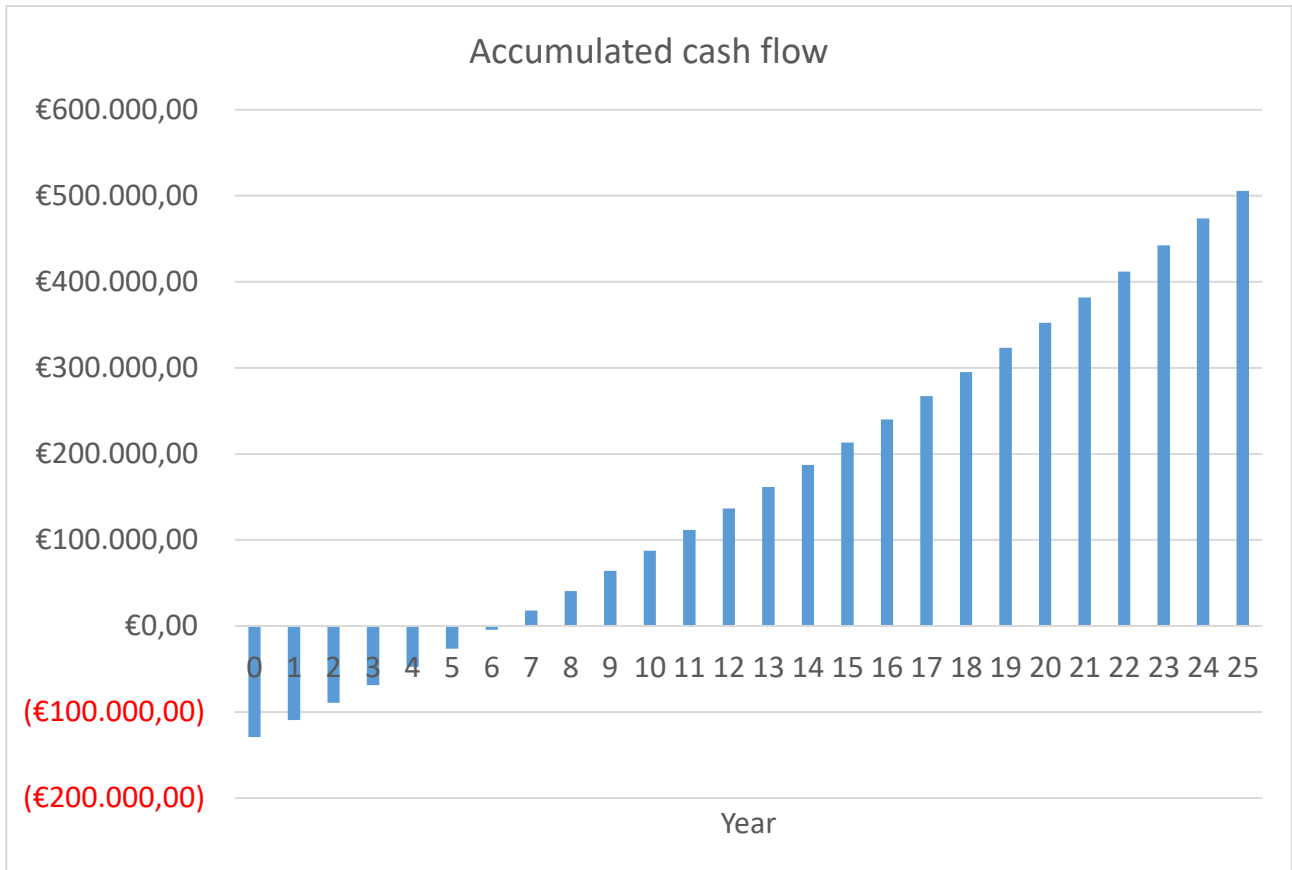


Next, with the elements of the installation already chosen, it has been proceeded with the dimensioning of the installation. To do this, the minimum distance between the rows of panels was calculated. With the distribution already designed, it was calculated how many panels would be needed to generate 100KWp, and it was concluded that 250 modules would be enough, and also that using only one area of the roof of the building would also be enough for the entire installation.

The electrical circuit of the installation has been designed. Only the continuous part of the electrical circuit has been dimensioned, the connection of the modules with the inverter. There will be 27 parallel branches, of 9 modules each branch, thus achieving a nominal voltage of 592.2V in the continuous part of the circuit. The inverter has 10 inputs, so, for each input 3 branches will be connected, leaving one free.. Finally, due to this electrical design, the installation will have 243 photovoltaic modules, with a peak power of 97.2KWp. The connection cables between the modules and between the branches and the inverter have also been dimensioned.

To conclude with the project, a detailed economic study of the installation has been carried out, with the objective of observing its economic viability. In this study, the budget has been calculated, that is, the initial investment, which is 129,258.19 €. It has also been calculated the savings that this installation represents in the electricity bill in the first year, which is € 20,816.96.

It has been also calculated the cash flows during the first 25 years of the installation, and some economic indicators such as NPV (299,787.32€), IRR (16.81%) and the payback period of the investment, which is 7 years.



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	15
1.1	Planteamiento del problema	15
1.2	Solución del problema.....	15
1.3	Localización del proyecto	20
1.4	Objetivo del proyecto.....	21
1.5	Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....	21
1.6	Alcance del proyecto	22
2	MEMORIA DESCRIPTIVA	23
2.1	Introducción a la tecnología fotovoltaica.....	23
2.1.1	Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	23
2.1.2	Instalaciones fotovoltaicas	24
2.1.3	Situación de la energía fotovoltaica	25
2.2	Elementos de la instalación.....	28
2.2.1	Placa solar fotovoltaica.....	28
2.2.2	Inversor.....	29
2.2.3	Estructura soporte.....	32
2.2.4	Contador bidireccional	33
2.2.5	Protecciones	33
2.3	Legislación sobre instalaciones fotovoltaicas	35
2.4	Radiación solar	38
2.4.1	Sol	38
2.4.2	Nubes.....	38
2.4.3	Radiación solar.....	39
3	MEMORIA CONSTRUCTIVA	41
3.1	Consumo del edificio	41
3.2	Inclinación de los módulos fotovoltaicos	46
3.3	Elección de los elementos de la instalación.....	49
3.3.1	Placa solar fotovoltaica.....	49
3.3.2	Inversor.....	50
3.3.3	Estructura soporte.....	52
3.3.4	Protecciones	53
3.3.5	Puesta a tierra.....	53
3.3.6	Contador bidireccional	54

3.4	Colocación de los paneles solares.....	55
3.4.1	Distancia mínima entre filas	55
3.4.2	Colocación final de los paneles.....	57
3.5	Diseño eléctrico de la instalación.....	60
3.5.1	Conexiones	60
3.5.2	Sección del cableado	62
3.6	Producción anual de la instalación.....	65
3.7	Mantenimiento.....	69
4	ESTUDIO ECONÓMICO.....	71
4.1	Presupuesto.....	71
4.2	Estudio de la producción	73
4.3	Ahorro previsto	75
4.4	Gastos de explotación y mantenimiento	76
4.5	Balance económico	77
4.6	Rentabilidad	79
4.6.1	Periodo de retorno de la inversión.....	79
4.6.2	VAN.....	79
4.6.3	TIR.....	80
5	PLANOS.....	81
5.1	Índice de planos.....	81
6	ANEXOS.....	93
6.1	Anexo 1. Ficha técnica módulo solar MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM) 93	
6.2	Anexo 2. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW.....	95
6.3	Anexo 3. Guía técnica de la instalación del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW.....	97
6.4	Anexo 4. Ficha técnica estructura regulable panel solar.	116
6.5	Anexo 5. Plano montaje estructura.	117
6.6	Anexo 6. Ficha técnica Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A.....	119
7	ÍNDICE DE IMÁGENES	121
8	ÍNDICE DE TABLAS.....	123
9	ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	125
10	BIBLIOGRAFÍA.....	127

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Lamentablemente, para poder usar datos reales para la elaboración de este proyecto, el nombre de la empresa a la que pertenece la nave industrial donde se quiere diseñar la instalación no va a poder mencionarse debido a la ley de protección de datos. Es una empresa española de paquetería urgente, que actualmente cuenta con delegaciones tanto en España como en Portugal. Esta compañía realiza alrededor de 350.000 envíos diarios.

El edificio, para el cual se quiere diseñar la instalación fotovoltaica es una de las tres naves industriales que la empresa posee en la comunidad de Madrid. Este edificio está dividido en 2 partes, una destinada a oficinas donde se llevan a cabo las labores administrativas, y otra donde se realizan las labores de logística. Se pretende que la instalación fotovoltaica suministre electricidad a las dos secciones del edificio.

La parte del edificio destinada a la administración consta de 3 plantas, las cuales son todo oficinas despachos, algunas salas de reuniones, una sala de cafetería por planta y dos baños por planta.

Y la parte del edificio donde se realiza las labores logísticas es una nave con portones en todas las paredes por donde se carga y descarga la mercancía. La tarea principal de esta nave es la de clasificar los envíos, y para ello tiene una máquina clasificadora de paquetes y otra de sobres. Estas máquinas suponen en mayor porcentaje de consumo eléctrico y trabajan desde aproximadamente las 5 de la tarde hasta las 11 de la mañana del día siguiente. De tal forma que por la tarde clasifican la mercancía que se recoge para enviarla al resto de delegaciones de la península, de madrugada funcionaría como un punto de cruce para enlazar delegaciones más lejanas, y por la mañana clasifica los envíos que le llegan del resto de delegaciones para poder realizar la tarea de distribución en Madrid.

En conjunto, al ser un edificio que está operativo las 24h horas del día, supone un gran consumo de energía eléctrica, lo que supone un gran coste a la compañía. Además, esta energía eléctrica, al provenir de la red eléctrica es probable que se genere a partir de combustibles fósiles como el carbón o el gas natural, lo que también significa grandes emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero.

1.2 Solución del problema

Los problemas anteriormente mencionados se pueden abordar desde dos frentes distintos. En primer lugar, se puede intentar reducir el consumo de energía eléctrica aumentando la eficiencia de los aparatos que se usan o cambiándolos por otros nuevos de menos consumo. Y, por otro lado, se puede atacar desde la generación, realizando una inversión para ser autosuficientes desde punto de vista energético.

En este proyecto se ha optado por la segunda opción, por intentar autoabastecerse de energía, intentando así, por medio de una inversión, reducir los costes variables a futuro. A su vez, como uno

de los problemas que se quería abordar también era la emisión de gases de efecto invernadero, se va a seleccionar una energía renovable, como es la solar.

La energía solar se puede utilizar para generar energía eléctrica de dos formas distintas, por un lado, mediante sistemas de energía solar térmica de concentración, y por otro lado mediante paneles fotovoltaicos.

Los **sistemas de energía solar térmica de concentración (ESTC)** producen calor o electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol a unas temperaturas que oscilan entre 400 y 1.000^o C. Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo el mismo principio. En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tiene una potencia entre 50 y 280 MW y aún podría ser mayor. Los principales tipos son los siguientes:

- **Sistemas de Concentradores Lineales de Fresnel (LFR):** Un conjunto de reflectores casi planos concentran la radiación solar en receptores lineales invertidos elevados. El agua que fluye por los receptores se convierte en vapor. Este sistema es de concentración lineal, similar a un canal parabólico, con la ventaja de su bajo coste en soporte estructural y reflectores, juntas fijas del fluido, un receptor separado del sistema de reflectores, y grandes longitudes focales que permiten utilizar espejos planos.

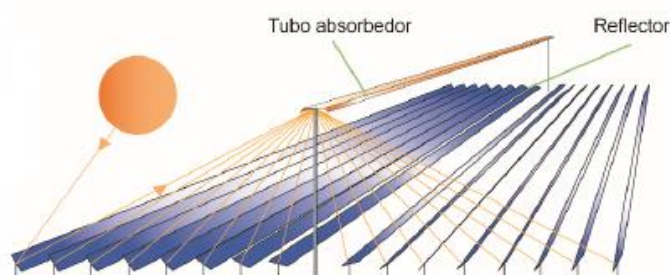


Ilustración 1. Ejemplo esquemático de sistemas de concentradores lineales de Fresnel (LFR)

- **Sistemas de Receptor Central o Torre Solar:** Un conjunto circular de heliostatos (grandes espejos con sistemas de seguimiento solar) concentra la luz solar en un receptor central montado sobre una torre. Un medio de transferencia térmica en este receptor central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los heliostatos y la convierte en energía térmica que se utiliza para generar el vapor supercalentado para la turbina.

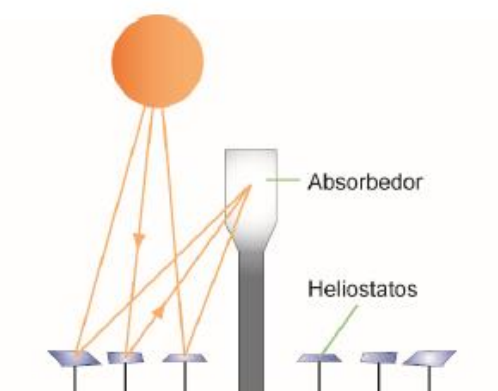


Ilustración 2. Ejemplo esquemático de sistemas de receptor central o torre solar.

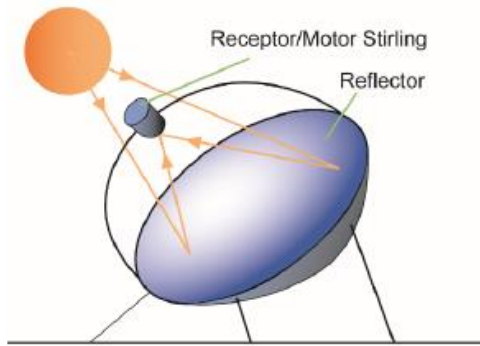


Ilustración 3. Ejemplo esquemático de Sistemas de disco Parabólico.

- Sistemas de Disco Parabólico: Un reflector parabólico en forma de disco concentra los rayos solares en un receptor situado en el punto focal de un disco. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas (aire) a unos 750°C. Este fluido o gas se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón o motor Stirling o una microturbina, conectada al receptor.

- Canales Parabólicos: Se utilizan reflectores de espejo en forma cilindro parabólicos para concentrar la luz solar en tubos receptores térmicamente eficientes ubicados en la línea focal de la parábola. Normalmente los canales están diseñados para seguir el sol en un eje, predominantemente norte-sur. Se hace circular por esos tubos un fluido de transferencia térmica, como aceite térmico sintético. El fluido se calienta a unos 400°C mediante los rayos solares concentrados y se bombea por una serie de intercambiadores térmicos para producir un vapor supercalentado, que se convierte en energía eléctrica en un generador de turbinas de vapor convencional que puede formar parte de un ciclo de vapor convencional o integrarse en un ciclo combinado de turbinas de vapor y gas.

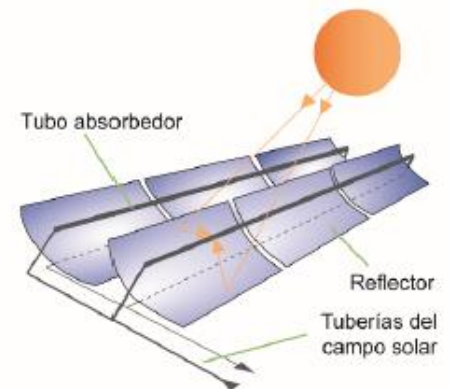


Ilustración 4. Ejemplo esquemático de Canales parabólicos.

La segunda forma de aprovechar la energía solar con el fin de obtener energía eléctrica es mediante los **paneles fotovoltaicos**. La principal ventaja de esta tecnología frente a los sistemas de energía solar térmica es que no necesitan de ningún fluido que ha de calentarse, ni de ningún generador adicional, sino que transforman directamente la energía del sol en energía eléctrica mediante un proceso químico llamado efecto fotoeléctrico. Por lo general, estos paneles están hechos principalmente de silicio, aunque existen otros tipos. El efecto fotoeléctrico se da cuando los fotones de la luz del sol impactan contra el silicio, más concretamente contra los átomos de este elemento, haciendo que algunos de sus electrones se liberen, generando así corriente eléctrica [1].

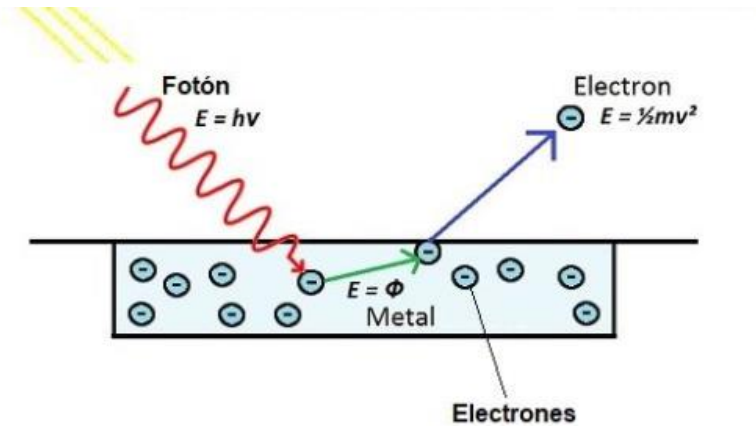


Ilustración 5. Efecto fotoeléctrico. [2]

Existen varios tipos de paneles fotovoltaicos, pero la mayoría de ellos se basan en silicio. La principal diferencia entre unos y otros es el mayor o menor grado de pureza del silicio, ya que cuanto mayor sea la pureza, mejor alineados estarán las moléculas y más energía solar serán capaces de transformar en corriente eléctrica. Los principales tipos de paneles fotovoltaicos son los siguientes [3]:

- Paneles fotovoltaicos monocristalinos. Este tipo de paneles son fácilmente reconocibles gracias a su color y aspecto uniforme debido a la pureza del silicio. La principal característica de los paneles monocristalinos es que las células monocristalinas están formadas por un único cristal de silicio, es decir, en el proceso de producción de la célula se ha controlado el crecimiento de tal forma que solo lo haga en una dirección. Con esto, lo que se consigue es una alineación uniforme de todos los componentes del cristal. Este proceso de fabricación hace que el precio aumente bastante en comparación con los paneles solares policristalinos.
- Paneles solares policristalinos. El proceso de fabricación de estos paneles es mucho más simple. El silicio en bruto fundido se vierte en moldes perfectamente cuadrados y de ahí se extraen láminas con las que se forman los paneles. Su ventaja frente a los paneles fotovoltaicos monocristalinos es que, gracias a la sencillez de su proceso de fabricación, su precio es mucho más asequible. Sin embargo, cuenta con algunas desventajas, como su menor tolerancia a las altas temperaturas y su menor eficiencia, de hasta un 16%, a la hora de generar energía eléctrica, lo que hace que se necesiten más paneles policristalinos para generar la misma cantidad de energía eléctrica que con menos paneles monocristalinos, lo cual es un problema si dispone de poco espacio donde instalarlos.



Ilustración 6. Panel fotovoltaico monocristalino.



Ilustración 7. Panel solar policristalino.

- Placas solares de capa fina. Estas placas se basan en depositar varias capas de material fotovoltaico sobre una base. Existen muchos subtipos de estas placas dependiendo del material del que estén formadas. Su eficiencia es bastante baja, entre un 7 y un 13%, dependiendo del material empleado, sin embargo, son más económicas que las anteriores, haciendo que sean una opción para el uso doméstico. Los tipos de placas solares de capa fina más habituales son: de silicio amorfo, Teluro de Cadmio, Sulfuro de Cadmio microcristalino, Arseniuro de Galio y Silicio microesférico.

A modo de síntesis, la energía solar térmica de concentración se puede aprovechar mediante grandes centrales para generar energía eléctrica o mediante pequeñas instalaciones para calentar agua sanitaria, de tal forma que no sería útil para el objetivo de este proyecto. Por lo que, la tecnología más adecuada para este proyecto es la instalación de paneles fotovoltaicos.

1.3 Localización del proyecto



Ilustración 8. Nave para la que se diseñará el proyecto.

En la *ilustración 8* se puede ver la nave, para la cual se pretende diseñar la instalación fotovoltaica. La imagen está orientada de tal forma que la parte superior de esta corresponde con el norte y la inferior al sur. Ésta, está situada dentro de la comunidad de Madrid, más concretamente en la zona Este de la comunidad. Con el objetivo de mantener la privacidad de la empresa, se han eliminado el nombre las calles colindantes, y no se van a dar las coordenadas que se utilizarán para calcular la radiación solar de la zona.

Como se puede ver en la imagen, el edificio consta de dos partes, la zona de oficinas que correspondería con el tejado marrón. Esta parte del edificio tiene unas dimensiones de 44x17 m, y su tejado es completamente horizontal. La parte del edificio que corresponde con la nave industrial es la que tiene el tejado blanco, la cual tiene unas dimensiones de 140x45m. El tejado de la nave es un tejado a dos aguas con ángulo de 3° con respecto a la horizontal, el cual se tendrá en cuenta para el diseño de los soportes de las placas, con el finde obtener la inclinación óptima.

1.4 Objetivo del proyecto

Los principales objetivos del proyecto son los siguientes:

- Reducir costes variables, reduciendo el consumo eléctrico de la instalación, aumentando de esta forma los beneficios netos de la compañía.
- Contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al uso de combustibles fósiles, perjudiciales para el medio ambiente.
- Mejorar la imagen de la compañía, y aumentar así la captación de nuevos clientes.

1.5 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Este proyecto se alinea con varios de los objetivos de desarrollo sostenible marcados por la ONU para el año 2030 [27].

- 7. Energía sostenible y no contaminante. Se ayuda a extender el uso de energías renovables, además de servir como ejemplo para otras delegaciones de la misma empresa, también sería un modelo a seguir para otras empresas.
- 9. Industria innovación e infraestructuras. Promueve la industrialización sostenible y fomenta la innovación.
- 11. Ciudades y comunidades sostenibles. Al utilizar paneles solares, se elimina parte de las emisiones de gases contaminantes en las zonas urbanas.
- 12. Producción y consumo responsable. Garantiza una modalidad de producción de energía sostenible.
- 13. Acción por el clima. Ayuda a combatir el cambio climático, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero que se producen en la generación de energía con combustibles fósiles.

1.6 Alcance del proyecto

En primer lugar, se estudiará la tecnología fotovoltaica actual y su situación a nivel global como local en nuestro país.

En segundo lugar, se diseñará la instalación fotovoltaica para el edificio mencionado anteriormente.

Para ello se estudiarán los siguientes aspectos:

- Estimación del consumo energético anual del edificio.
- Estudio de la legislación vigente.
- Cálculo de la radiación solar aprovechable.
- Dimensionamiento de la instalación, así como del circuito eléctrico.
- Componentes necesarios de la instalación.
- Cálculo de la energía generada.

Por último, se realizará un estudio económico que constará de los siguientes apartados.

- Presupuesto del proyecto.
- Coste del ciclo de vida de la instalación.
- Balance económico.
- Rentabilidad del proyecto.

A modo de síntesis, estudiar la realidad de las instalaciones fotovoltaicas a pequeña y media escala.

2 MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1 Introducción a la tecnología fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la que se obtiene a partir de la transformación de los rayos solares en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, que como ya se ha comentado en apartados anteriores, consiste en la emisión de electrones al impactar los fotones de la luz solar contra los átomos de un material. [4]

Sus principales ventajas son las siguientes:

- Es una energía limpia y renovable que no contribuye al cambio climático. No genera ningún tipo de gases de efecto invernadero.
- Su fuente de energía es la radiación solar, por lo que no requiere de la compra de ningún combustible.
- Se puede adaptar a muchos tamaños de instalaciones según la demanda eléctrica. Pudiéndose utilizar en grandes centrales fotovoltaicas, como en pequeñas instalaciones aisladas de la red.

2.1.1 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos se pueden dividir en dos tipos, los sistemas aislados de la red eléctrica y los sistemas conectados a la red. Cada uno de estos tipos de sistemas tienen diferentes aplicaciones. [5]

- Sistemas aislados de la red eléctrica. Como su nombre indica, son sistemas fotovoltaicos que no están conectados a la red, y por lo tanto son independientes. Por lo general se usan en aquellos lugares menos accesibles evitando el coste que supondrían las infraestructuras necesarias para llevar energía hasta allí. Estos sistemas se caracterizan por tener la necesidad de usar baterías para poder garantizar el suministro durante los periodos en los que no haya sol. Sus principales aplicaciones son las siguientes:
 - Abastecimiento eléctrico de viviendas aisladas.
 - Industria agrícola y ganadera.
 - Señalización y comunicaciones.
 - Alumbrado público.
 - Sistemas de depuración de aguas.
- Sistemas conectados a la red eléctrica. Estos sistemas, a diferencia de los anteriores, si están conectados a la red y no son autosuficientes, sin embargo, tienen la ventaja de que, al estar conectados, no necesitan de ningún tipo de acumulador de energía. A parte, toda la energía que se genere y no se consuma en la instalación para la cual esté diseñada se puede vender a la red eléctrica generando ingresos. Como principal objetivo de estas instalaciones no es tanto generar la máxima cantidad de energía posible, sino aprovechar las infraestructuras arquitectónicas que ofrecen la posibilidad de instalar paneles fotovoltaicos.

2.1.2 Instalaciones fotovoltaicas

Tanto las instalaciones conectadas a red como las aisladas de ésta tienen elementos comunes que son necesarias para cualquier instalación fotovoltaica. A continuación, se mostrará el diseño básico de una instalación y se explicarán sus diferentes componentes.

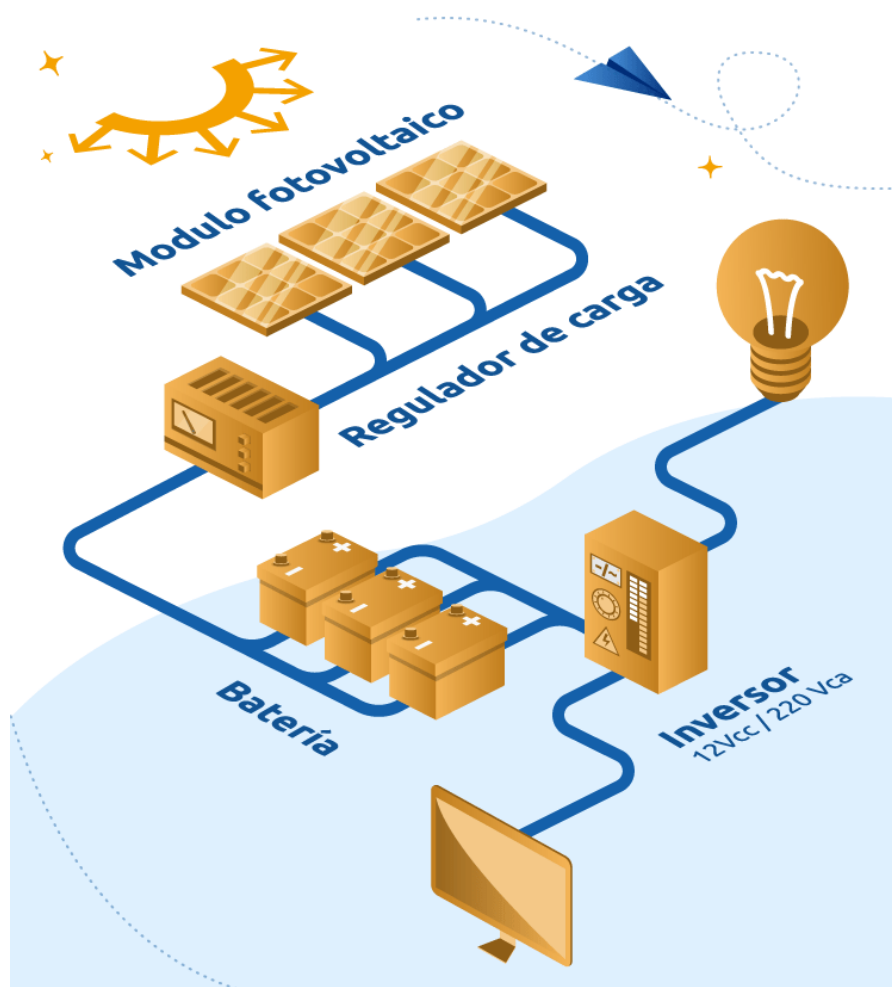


Ilustración 9. Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada de la red. [6]

La ilustración 9 muestra el esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada de la red. La diferencia principal con una instalación conectada a la red son las baterías, que del inversor habría una línea que conectaría la instalación con la red eléctrica. Los principales componentes de una instalación así son los siguientes:

- **Placas solares fotovoltaicas.** Obviamente, este es el elemento principal, que se encarga de convertir la energía de los rayos solares en energía eléctrica, generando una corriente continua a través del efecto fotoeléctrico. Como ya se explicó en el apartado de “Solución al problema”, existen 3 tipos, paneles monocristalinos, paneles policristalinos y placas solares de capa fina o amorfos.
- **Estructura soporte.** Se encarga de fijar los paneles o placas al terreno. Existen dos tipos:
 - o Coplanares. Son usadas cuando la intención es colocar el panel pegado a la cubierta sobre la que se quiere colocar. Es la solución más estética y con la que más se aprovecha el espacio.

- Estructura triangular. Se utilizan para corregir la inclinación de la cubierta, orientarlas de forma óptima hacia los rayos del sol y generar la mayor cantidad de energía eléctrica. Se suelen usar cuando la cubierta es plana, pero el espacio queda peor aprovechado al tener que dejar espacio entre filas para evitar que se den sombra unas a otras.
- **Inversor solar.** Es el elemento encargado de transformar la corriente continua procedente de las placas o de las baterías, dependiendo de si es un sistema conectado a red o no, a corriente alterna. Existen también varios tipos de inversores solares: Inversores string o en cadena, microinversores y optimizadores de potencia. Actualmente los que más se utilizan son los inversores string y los optimizadores de potencia.
- **Baterías.** Éstas son imprescindibles en las instalaciones no conectadas a la red eléctrica para poder almacenar energía y usarla en periodos en los que las placas no generen energía. Sin embargo, para instalaciones conectadas a red no son necesarias. Son las encargadas de almacenar el excedente de energía que no se consume en el momento de su producción, para poder ser usada en otro momento en el que la producción sea menor o inexistente.
- **Contador bidireccional.** Es el elemento encargado de medir la cantidad de energía que fluye de la red eléctrica al sistema, como cualquier contador, y además en dirección contraria, de la instalación a la red eléctrica. Este elemento solo tiene sentido en las instalaciones conectadas a red. Es necesario para poder comercializar los excedentes de energía que no se consumen.
- **Equipos de protección.** Como su nombre indica, son los componentes encargados de proteger tanto la instalación como al usuario. Los más comunes son los fusibles, el magnetotérmico, el interruptor diferencia y el varistor, elementos de protección usados en cualquier instalación eléctrica.

2.1.3 Situación de la energía fotovoltaica

A finales de 2019, la capacidad total de energía fotovoltaica conectada a la red era de 580,1GW y de 3,4GW de fotovoltaica aislada según la Agencia Internacional de Energía Renovable. La energía fotovoltaica ocupa el tercer puesto, dentro de las energías renovables, en cuanto a capacidad instalada, por detrás de la hidroeléctrica (1.310,9GW en 2019) y la eólica (622,7GW en 2019). [7]

En cuanto a Europa, la capacidad total de energía fotovoltaica instalada a finales del año 2019 era de 138,2GW, siendo el país con más capacidad Alemania con 49,9 GW. España es el quinto país con más capacidad instalada de Europa con 8,6GW, por detrás de la ya mencionada Alemania, Italia, Reino Unido y Francia. [7]

En marzo de 2020, en España se alcanzaron los 8.871MW de capacidad de generación fotovoltaica, lo cual representa el 8% de la generación total del territorio. [8]

Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica (MW)

Sistema eléctrico nacional | 2010-2019

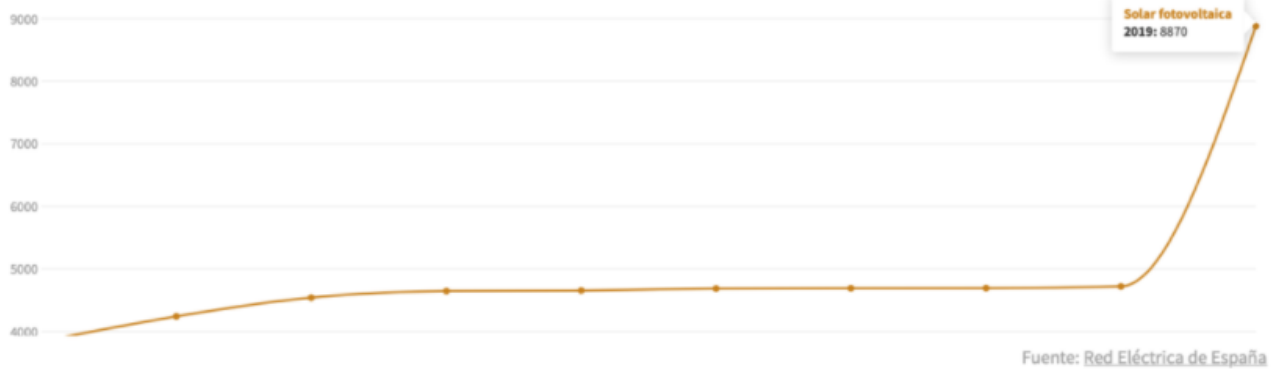


Ilustración 10. Evolución de la potencia instalada de fotovoltaica en España del 2010 al 2019 [8]

Como se muestra en la gráfica anterior de Red Eléctrica Española, España experimento en su capacidad fotovoltaica instalada un incremento de casi el doble en el año 2019. Esto demuestra, que la sociedad cada vez apuesta más por las energías renovables, ya que se están dando cuenta de la necesidad de reinventarse y de, poco a poco, dejar atrás la quema de combustibles fósiles.

Aparte de que la sociedad esté cada vez más concienciada con el cambio climático y con el uso de las llamadas energías verdes, están sucediendo una serie de factores que posibilitan una rápida expansión de las tecnologías fotovoltaicas. [9]

- En primer lugar, el aumento del rendimiento de los módulos fotovoltaicos de silicio. A lo largo de las últimas dos décadas se ha llevado a cabo un gran trabajo de investigación en todo el mundo con el fin de aumentar este rendimiento, lo cual ha hecho que haya tenido un aumento progresivo. La Ilustración 11, muestra la progresión del rendimiento de los tipos de células fotovoltaicas, y como puede verse no ha dejado de subir en los últimos años, ni se espera que deje de hacerlo próximamente, ya que el sector de la tecnología fotovoltaica está al alza.

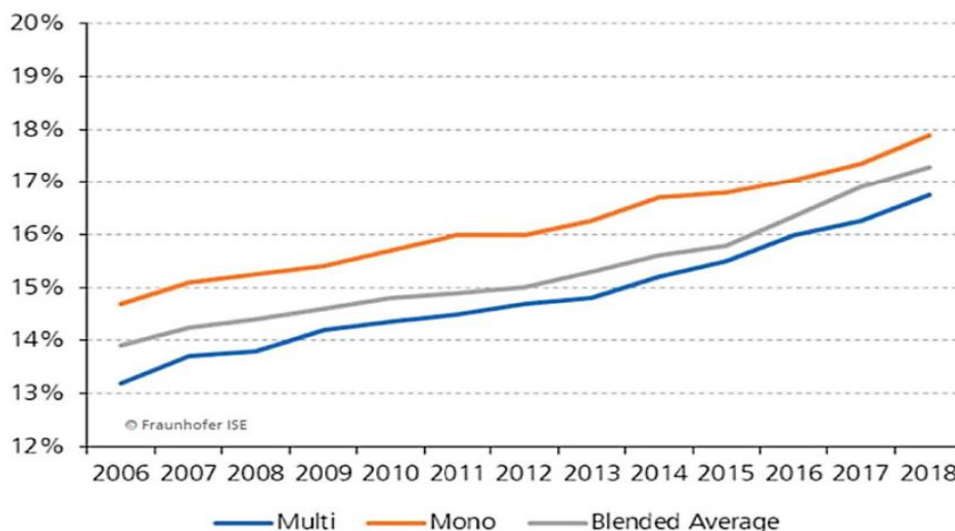


Ilustración 11. Evolución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos del 2006 al 2018. [9]

- Otro factor que ha permitido el aumento del uso de la tecnología fotovoltaica es la reducción de silicio para la fabricación de los módulos. A lo largo de los últimos 15 años se ha conseguido reducir la cantidad de material empleado en las células fotovoltaicas desde los 16g/W hasta los 4g/w. Gracias a esta reducción, los precios de las placas han disminuido, siendo así más atractivas en el mercado.
- Por último, aunque este factor depende completamente de la geolocalización, es importante tenerlo en cuenta. Se le denomina tiempo de amortización energética de los sistemas fotovoltaicos, que, explicado, es el tiempo que tarda una placa fotovoltaica en generar la misma cantidad de energía que se utilizó durante su proceso de fabricación. Mientras que en países como en Alemania este tiempo es de aproximadamente 2 años y medio, en España ese tiempo de amortización energética es de aproximadamente un año.

Como consecuencia de estos factores, El precio de las unidades fotovoltaicas está viéndose reducido año a año. De tal manera que en los últimos 38 años cada vez que se duplicaba la potencia instalada en el planeta, el precio de los módulos se reducía en un 24%. [9]

Esta reducción del precio de los módulos fotovoltaicos gracias a los avances tecnológicos ha hecho que las instalaciones de autoconsumo sean mucho más asequibles y atractivas para muchas personas. En 1990, el precio de la energía generada en una instalación de autoconsumo era de 14.000€/kWp, mientras que en el 2018 estaba en 1.000€/kWp, lo que supone una reducción de una reducción de un 92% del coste en tan solo 28 años. [9]

Se puede decir, que actualmente, es un momento óptimo para invertir en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo gracias a la mejora de las condiciones en los últimos años, debido a todo el proceso de investigación que se ha realizado y que se sigue haciendo.

2.2 Elementos de la instalación

2.2.1 Placa solar fotovoltaica

Como ya se ha comentado anteriormente, los módulos fotovoltaicos son los elementos más importantes de una instalación fotovoltaica, ya que son los encargados de convertir la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico. El elemento encargado de realizar esta conversión es la célula fotovoltaica, que por lo general está formada por silicio, ya que es un material fotoeléctrico.

Además de las células solares fotovoltaicas, encargadas de convertir la radiación solar en corriente eléctrica, las placas solares están formadas por más componentes necesarios para su correcto funcionamiento, los cuales, se expondrán a continuación, así como sus funciones. [14]

- **Lámina de vidrio frontal:** Como su nombre indica, es una lámina de vidrio que se coloca delante de las células fotovoltaicas con el fin de proteger a éstas contra los efectos del clima, tales como la lluvia o el granizo. Esta lámina requiere que sea de alta resistencia, tanto mecánica como térmica. A su vez, como es necesario que permita pasar la radiación solar a través de ella para que llegue a las células, ésta ha de ser de alta transmisividad.
- **Marco de aluminio:** Este elemento se encarga de proteger los bordes de las células y de la lámina de vidrio frente a impactos, así como de aportar robustez a todo el conjunto.
- **Conectores MC4:** Estos conectores son los encargados de conectar diferentes paneles entre sí. Se denominan conectores MC4 para abreviar el nombre de *conector multi-contacto de 4mm de diámetro*.

Los conectores han de ser muy duraderos, seguros, capaces de soportar radiación UV y de mantener una buena conexión con resistencia mínima a altos y bajos voltajes. A su vez, los conectores entre las diferentes placas han de ser los mismos, ya que puede provocar la entrada de agua y suciedad, y provocar cortocircuitos o la desconexión del circuito.



Ilustración 12. Conectores MC4 hembra y macho. [14]

- **Caja de conexiones:** Por lo general, la caja de conexiones se encuentra situada en la parte posterior del módulo fotovoltaico, y como su nombre indica, es donde todas las células están conectadas entre sí. Por lo tanto, esta caja ha de ser hermética, restringiendo la entrada tanto de agua, como de polvo y suciedad.

Además, dentro de la caja de conexiones están los diodos de bypass, los cuales, son necesarios para la derivación de corriente de retorno que se produce cuando algunas células están sombreadas o sucias y no les llega bien la radiación.

Además de los componentes, es importante, a la hora de elegir los paneles, saber cuáles son los datos eléctricos fundamentales de éstos, y en que consiste cada uno de ellos. [14]

- **Corriente de cortocircuito (ISC):** Corriente que circula cuando la tensión en los terminales de la placa es nula. A su vez, es la corriente máxima que se puede obtener de la placa cuando ésta funciona como generador.
- **Tensión de circuito abierto (VOC):** Mayor tensión que se puede obtener de la placa cuando funciona como generador.
- **Punto de máxima potencia (PM):** Punto de trabajo en el que la potencia entregada por la placa es la máxima posible.
- **Factor de forma (FF, Fill Factor):** Relación entre la potencia máxima y el producto de ISC y VOC. Cuanto mayor sea, mejor es la célula.
- **Eficiencia:** Relación entre la potencia eléctrica que genera el panel y la potencia de la radiación solar que incide sobre él.

También es importante tener en cuenta que en el proceso de generación de energía eléctrica tienen una gran influencia otros dos factores, que son la temperatura del panel y el estudio de las sombras incidente en el panel o las células.

2.2.2 Inversor

Después de las placas fotovoltaicas, el inversor es el elemento más importante, ya que sin él no se podría usar la energía generada por éstas. Su función principal es la de convertir la corriente continua procedente de los módulos solares a corriente alterna para poder ser consumida o vertida a la red. A parte de ésta, el inversor tiene más funciones dentro de una instalación fotovoltaica:

- Protección eléctrica frente a problemas técnicos en la instalación.
- Aportar información acerca del diagnóstico de la instalación y comprobar que todo funciona correctamente.
- Optimizar el rendimiento de la instalación, ya que permiten aprovechar al máximo cada módulo fotovoltaico.

Existen varios tipos de inversores según el tipo de instalación. Ya que la instalación va a ser conectada a red, únicamente se van a explicar el tipo de inversores que se usan para este tipo de instalaciones. Estos inversores necesitan estar sincronizados con la red eléctrica, además de mantener una tensión ligeramente más elevada que la de la red para que se anteponga la utilización de la energía solar, y ahorrar el máximo posible. A su vez, existen varios subtipos dentro de los inversores conectados a red [16]:

- **String:** Conocido también como el inversor de “cadena”, ya que se conectan todas las placas en serie y la energía que se produce va a un único inversor. Este tipo de inversores son los más utilizados debido a que son los más económicos, tienen un mantenimiento muy sencillo y son fáciles de encontrar y utilizar. Sin embargo, al haber un solo inversor en la cadena, no es recomendable para instalaciones con sombra habitual, y restringe el hacer grandes ampliaciones de la instalación.
- **Microinversores:** En este caso, hay un inversor en cada placa. Este hecho permite revisar el rendimiento de cada placa de forma más sencilla, ampliar la instalación fácilmente, tener diferentes orientaciones en los paneles y da la posibilidad de seguir produciendo energía a pesar de que alguna placa tenga menor rendimiento.

Una vez conocidos los tipos de inversores que existen válidos para una instalación solar conectada a red, también es importante estudiar cuales son las especificaciones básicas de éstos. Las cuales son las siguientes [17]:

- **Tensión nominal:** Tensión que se le debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.
- **Potencia Nominal:** Potencia que debe suministrar el inversor de forma continuada.
- **Capacidad de sobrecarga:** Capacidad que posee el inversor para soportar una potencia considerablemente mayor a la potencia nominal, así como el periodo de tiempo que puede soportar en esta situación.
- **Tensión de entrada de arranque:** Tensión de entrada al inversor, a partir de la cual empieza a verter energía a la red.
- **Tensión máxima de MPP:** tensión máxima de seguimiento de máxima potencia.
- **Tensión mínima de MPP:** tensión mínima de seguimiento de máxima potencia.
- **Corriente máxima de entrada:** Máxima intensidad a la que puede funcionar el inversor.
- **Eficiencia:** La relación entre las potencias presentes en la salida y la entrada del inversor. Los inversores tienen, por lo general, una eficiencia a plena carga de entre 90 y 94% para sistemas de baja tensión (400V).

Los inversores son elementos que están conectados a la red eléctrica, por lo que es importante conocer como es esta conexión. En estas conexiones, el flujo de energía siempre va en el sentido de las cargas, y cuando se produce un corte en la red, el inversor debe parar y dejar de inyectar energía a la red.

Para poder estar conectados a la red, a los inversores solares se les exige una serie de requerimientos básicos [17]:

- La instalación fotovoltaica ha de considerarse como parte de la red eléctrica.
- El inversor debe cumplir las especificaciones marcadas por la red eléctrica.
- La seguridad de los operadores debe tenerse siempre en cuenta.
- Una instalación fotovoltaica no podrá suministrar energía a una línea eléctrica que carezca de protecciones.

- La desconexión del inversor debe de producirse automáticamente en cuanto aparezca un fallo en la instalación.
- Existencia de un punto de desconexión accesible a los empleados de la red eléctrica.
- El factor de potencia de los inversores debe de ser igual a uno.
- Deberá de existir un aislamiento térmico entre la instalación fotovoltaica y la red.
- En el caso en el que la señal de salida del inversor exceda las condiciones predefinidas para la operación, éste ha de desconectarse de la red de forma automática.

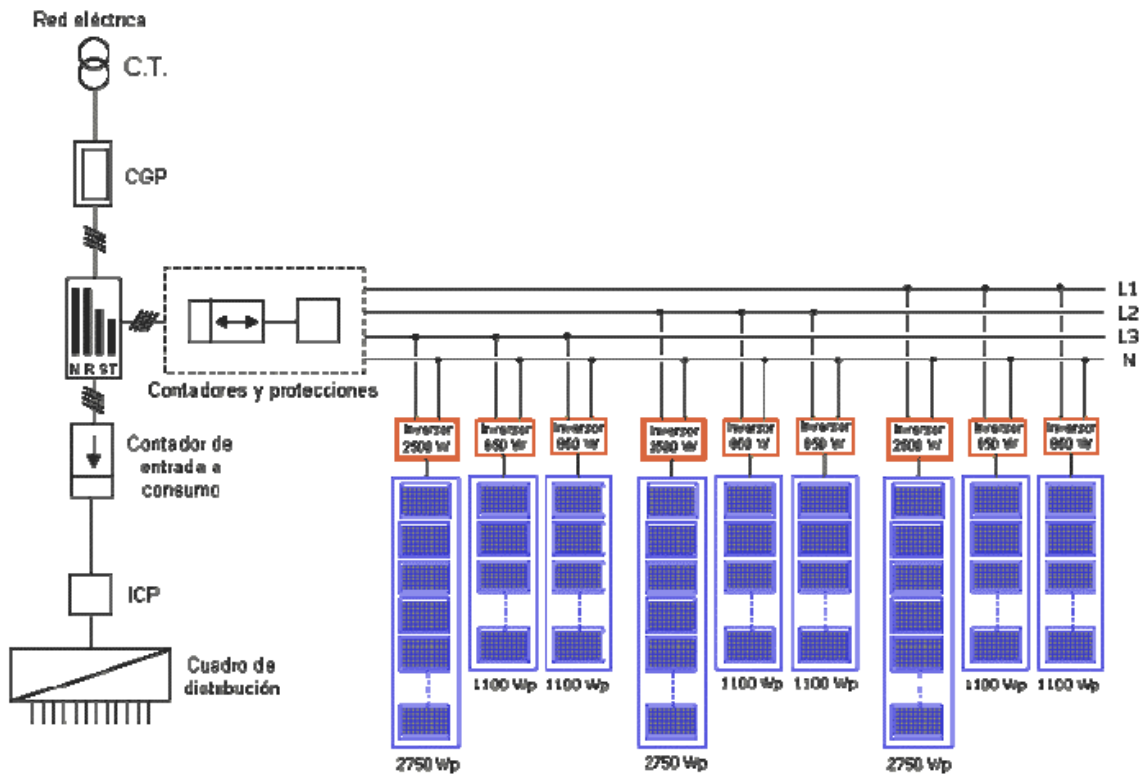


Ilustración 13. Conexión a la red de una instalación fotovoltaica con varios inversores. [17]

Por último, otro factor que hay que tener en cuenta con respecto a los inversores son las protecciones, las protecciones tanto físicas para el propio aparato como eléctricas de la red a la instalación y viceversa.

Para proteger frente a adversidades eléctricas, la lógica de control del inversor fotovoltaico incluye un sistema de protección que detecte situaciones de funcionamiento anómalas como:

- Falta a tierra en continua.
- Condiciones anómalas en la red eléctrica.
- Pérdidas en una fase.
- Parada del inversor solar

Las protecciones frente a agentes externos físicos vienen marcadas por la norma IP que indica el nivel de protección que tienen los equipos eléctricos ante los agentes externos como el polvo y el agua. Este grado IP posee dos cifras, la primera hace referencia al grado de protección frente al polvo y la segunda se refiere al grado de protección frente al agua.

2.2.3 Estructura soporte

Como indica su propio nombre, es una estructura que soporta el peso de los paneles solares y los fija a la superficie sobre la que se quieren colocar. Mediante esta estructura, se asegura un buen anclaje, mientras que consiguen mantener la inclinación y la orientación adecuada para el máximo aprovechamiento de la radiación solar por parte de los paneles. Han de estar fabricadas con materiales resistentes, ya que sufrirán las condiciones meteorológicas durante muchos años.

Es muy importante elegir bien la inclinación y la orientación que le proporcionarán los soportes a las placas, ya que una mala elección puede suponer grandes pérdidas en la eficiencia de la instalación. Para elegir tanto la orientación como la inclinación habrá que tener en cuenta las condiciones de la superficie en la que se quieren instalar los paneles y la latitud en la que se encuentre la instalación.

Como ya se ha dicho, las estructuras soportes han de tener una gran resistencia y durabilidad frente a las condiciones meteorológicas, por ello es muy importante el material del que están hechos. Los tres materiales más utilizados son los siguientes [18]:

- **Aluminio:** Presenta la ventaja de ser un material muy ligero y resistente a la corrosión, gracias a la capa de óxido que se forma en su superficie conocida como alúmina. A su vez, consta de propiedades que le hacen ser resistente tanto física como químicamente. Todo esto le hace tener una vida útil muy considerable y un mantenimiento mínimo. Además, el aluminio es un material totalmente reciclable y no es tóxico.
- **Acero galvanizado y acero inoxidable:** El acero galvanizado presenta un revestimiento de zinc, que le asegura su protección contra los agentes meteorológicos. Es más barato que aluminio, sin embargo, si se taladra una vez galvanizado, la capa protectora de zinc desaparece y puede dar lugar a la corrosión. Para evitar esta situación se podría elegir el acero inoxidable, aunque supondría mayor gasto.
- **Hormigón:** Son productos prefabricados, diseñados especialmente para actuar como soporte. Con estos elementos se elimina la fijación del propio soporte, ya que su peso actúa como tal. Sin embargo, este peso es lo que le imposibilita la opción de colocarse en tejado de naves, ya que supondría una gran carga añadida a la estructura del edificio.

Además de por el material del que están fabricadas, las estructuras soportes pueden ser clasificadas según su capacidad de movimiento:

- **Fijas:** Dotan a los paneles de ángulos fijos, según la latitud en la que se encuentren, intentando maximizar la eficiencia de la instalación. Estas estructuras presentan varias ventajas: son baratas, al ser elementos fijos, son muy fiables y su mantenimiento es menor, no consumen energía y su simplicidad les permite tener un peso más reducido.



Ilustración 14. Ejemplo de estructura soporte fija. [18]

- **Móviles:** Gracias a la capacidad que tienen de girar, les permite realizar un seguimiento al sol aumentando su captación de energía solar y con ella, generar mayor cantidad de energía eléctrica. Esta capacidad de movimiento permite aumentar la generación entre un 15 y un 40%. Sin embargo, al ser un mecanismo más complejo, las labores de mantenimiento han ser más frecuentes y complejas también. Además, el movimiento del propio soporte hace que se consuma energía generada.



Ilustración 15. Ejemplo de estructura soporte móvil. [18]

2.2.4 Contador bidireccional

Se trata de un dispositivo cuya función es la de contabilizar la cantidad de energía que fluye en una instalación fotovoltaica en ambos sentidos, tanto de la red eléctrica al edificio, como de la instalación la red.

Este componente es únicamente necesario en instalaciones de autoconsumo con excedentes. Ya que cuando no se consume en el edificio la energía generada por la instalación, ésta se vertee a la red, y la comercializadora de la energía compensará esos excedentes energéticos.

Por lo general, el precio de estos aparatos varía entre los 100 y los 300€ dependiendo del modelo, pese a que lo más común sea alquilarlos a la empresa distribuidora de la red eléctrica.

2.2.5 Protecciones

Además de las protecciones con las que se cuenta instalando los inversores, son necesarios más elementos de protección con el fin de preservar la seguridad tanto de las personas del entorno, como de la propia instalación. Estas protecciones adicionales están exigidas y recogidas en el artículo 11 del RD 1663/2000 [19]:

- **Interruptor general manual**, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- **Interruptor automático diferencial**, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- **Interruptor automático de la interconexión**, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un **relé de enclavamiento**.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste.

2.3 Legislación sobre instalaciones fotovoltaicas

Como todas las instalaciones eléctricas, las instalaciones fotovoltaicas tanto pequeñas como medianas deberán estar sujetas al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), el cual es un resumen de las normas UNE aplicables a este tipo de proyecto.

Dependiendo del tipo y del tamaño de la instalación fotovoltaica, se aplican normativas diferentes. Según la legislación, se pueden dividir en 3 grupos: Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), Centrales fotovoltaicas (CFV) y Sistemas de autoconsumo (SFCA). Existen dos normas comunes a los tres tipos de sistemas fotovoltaicos, las cuales son: La ley del sector eléctrico (ley 24/2013) y el RD 842/2002. En esta última norma es donde se aprueba el REBT. [10]

A continuación, se muestran según el tipo de instalación fotovoltaica, las normas a las que están sujetas.

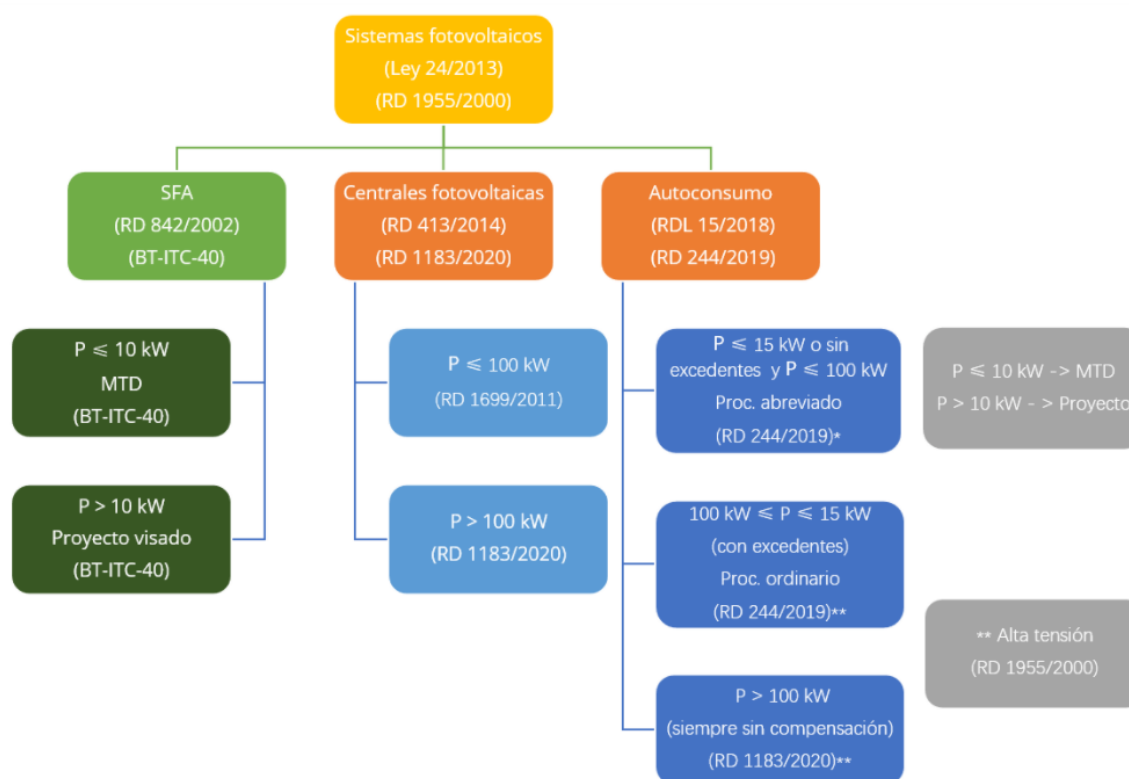


Ilustración 16. Esquema resumen de la normativa vigente según el tipo de instalación fotovoltaica. [10]

Este proyecto consiste en una instalación fotovoltaica de autoconsumo, por lo que únicamente se tendrán en cuenta las normas de carácter general y aquellas específicas del tipo de instalación.

Las normas que son aplicables a los sistemas de autoconsumo son las siguientes [10]:

- El RDL 15/2018
- El RD 240/2019 que desarrolla normativamente el RDL 15/2018.

A su vez, estas normas hacen diferenciación entre los sistemas de consumo sin excedentes y los sistemas de autoconsumo con excedentes. Para el primer tipo, debe de haber en la instalación un

sistema antivertido que restrinja que la energía generada no usada en la instalación vaya a la red eléctrica.

Por otra parte, respecto a los sistemas de autoconsumo con excedentes también se pueden dividir en dos grupos, sin derecho a compensación y con derecho a compensación. En el caso que sea con derecho a compensación, no pueden superar los 100 kW de potencia nominal, de lo contrario, perderá el derecho a la compensación y se registrará por el RD 1183/2020. Es por esto, que la mayoría de instalaciones de más de 100kW de potencia nominal se diseñan como una central fotovoltaica.

La legalización de los sistemas de menos de 15kW de potencia nominal o menos de 100kW sin vertidos a la red, se tramitará por un proceso abreviado. Sin embargo, los sistemas de entre 15 y 100kW con vertido a la red tendrán que tramitar su propuesta de legalización mediante el proceso ordinario marcado por el RD 244/2019. El proceso abreviado consta de los siguientes pasos:

- Solicitar el permiso de obra al ayuntamiento. Es el trámite que más tiempo cuesta de conseguir, y es lo que más frena la implementación de estas instalaciones.
- Diseño y ejecución de la instalación.
- Emitir el certificado de instalaciones eléctricas. Es el momento de contactar con la empresa suministradora de energía y acordar un nuevo contrato donde se especifique la remuneración por los vertidos de excedentes a la red.
- Solicitar el código de autoconsumo a la empresa distribuidora que corresponda.
- Poner en marcha la instalación.

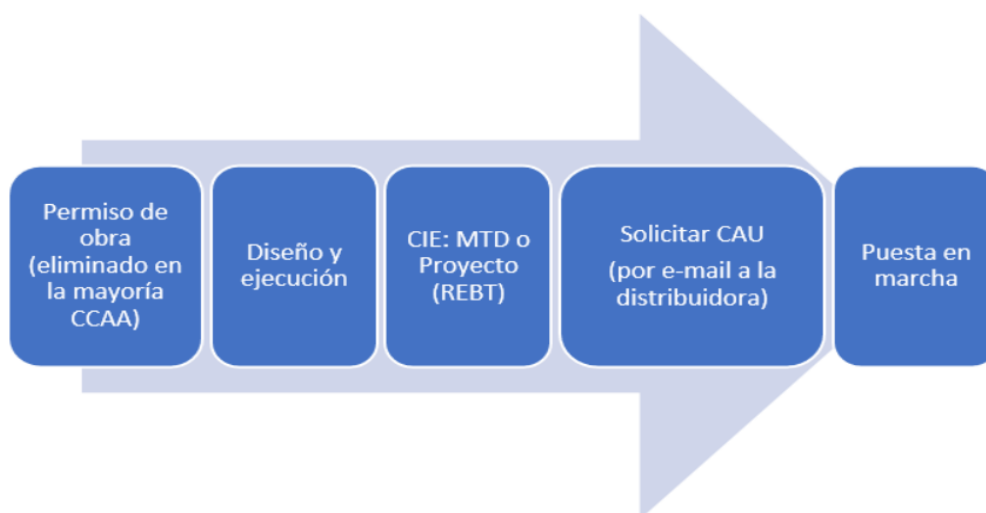


Ilustración 17: Proceso abreviado para la legalización de un sistema de autoconsumo.[10]

Sin embargo, el proceso ordinario para la legalización de los sistemas de autoconsumo con vertido a la red es más tedioso y cuenta con más trámites a seguir [11]:

- Diseño de la instalación.
- Permisos de accesos y conexión.
- Autorizaciones ambientales y de utilidad pública.
- Autorización administrativa previa y de construcción.
- Licencia de obra.
- Ejecución de la instalación.

- Inspección inicial e inspecciones periódicas.
- Certificados de instalación y/o certificados de fin de obra.
- Autorización de explotación.
- Contrato de acceso.
- Contrato de suministro de energía servicios especiales.
- Licencia de actividad.
- Acuerdo de reparto y contrato compensación excedentes.
- Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo.
- Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
- Inscripción en el registro administrativo de instalaciones productoras de energía eléctrica.
- Contrato de representación en mercado.

Por último, a la hora de calcular la compensación económica por los excedentes vertidos a la red, hay que ponerse de acuerdo mediante un nuevo contrato con la compañía de distribución eléctrica. Existen dos formas de realizarlo [11]:

- Balance neto. Supone una compensación vatio a vatio de los excedentes, es decir, cada vatio que se suministre a la red será restado de la factura final.
- Compensación de excedentes. La compañía eléctrica asigna un coste a cada vatio que se vierte a la red y al final del periodo de facturación se suman los costes y se descuentan de la factura.

2.4 Radiación solar

En este apartado se estudiarán los diferentes aspectos climatológicos de la zona que influirían en la cantidad de radiación solar de la que se dispone al año en la zona en la que está ubicado el edificio. Los datos que se van a mostrar a continuación son de la población concreta donde se encuentra la instalación industrial, sin embargo, con el fin de mantener el anonimato de la compañía, a la hora de nombrarla, se llamará Madrid simplemente.

2.4.1 Sol

El igual que en el resto del país, la variación de horas de sol entre las estaciones de invierno y verano en Madrid es muy amplia, siendo el día más corto del año el 21 de diciembre con 9h y 17 minutos, y el día más largo el 21 de junio con 15h y 4 minutos de luz natural.[12]

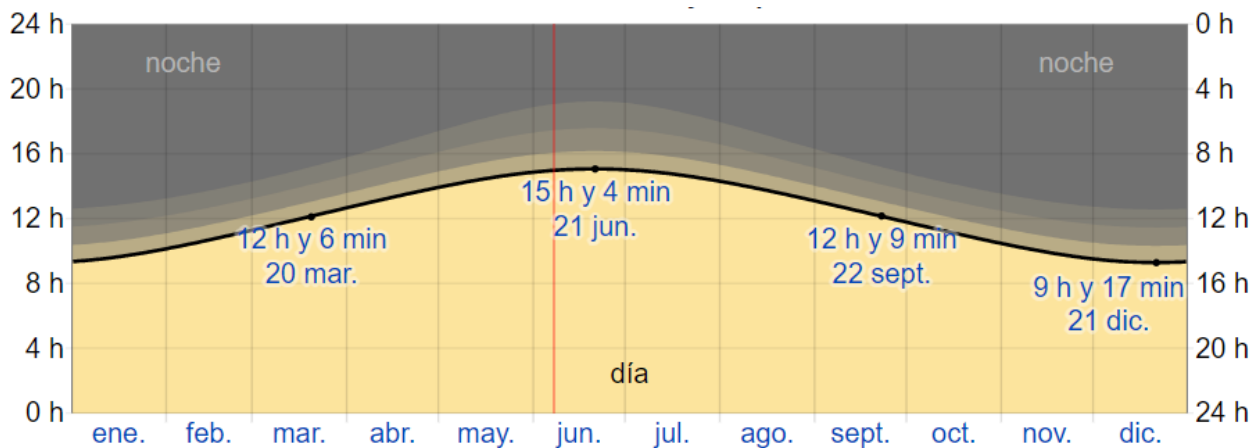


Ilustración 18. Horas de sol al año en Madrid. [12]

La media de horas de sol al año está en torno a 12h y 7 minutos.

2.4.2 Nubes

De manera similar a la cantidad de horas de sol al día que recibe Madrid, el promedio del porcentaje del cielo cubierto también varía mucho dependiendo de la época del año.

El periodo más despejado en Madrid comienza el día 12 de junio y dura aproximadamente 3 meses, donde el promedio del porcentaje de cielo cubierto es del 23%. Mientras que el periodo donde es más probable encontrar un día nublado empieza el día 12 de septiembre y dura alrededor de 9 meses, donde la probabilidad de que el cielo este cubierto es de 48% en promedio, siendo el día más nublado del año el 16 de diciembre con una probabilidad del 52%. [12]

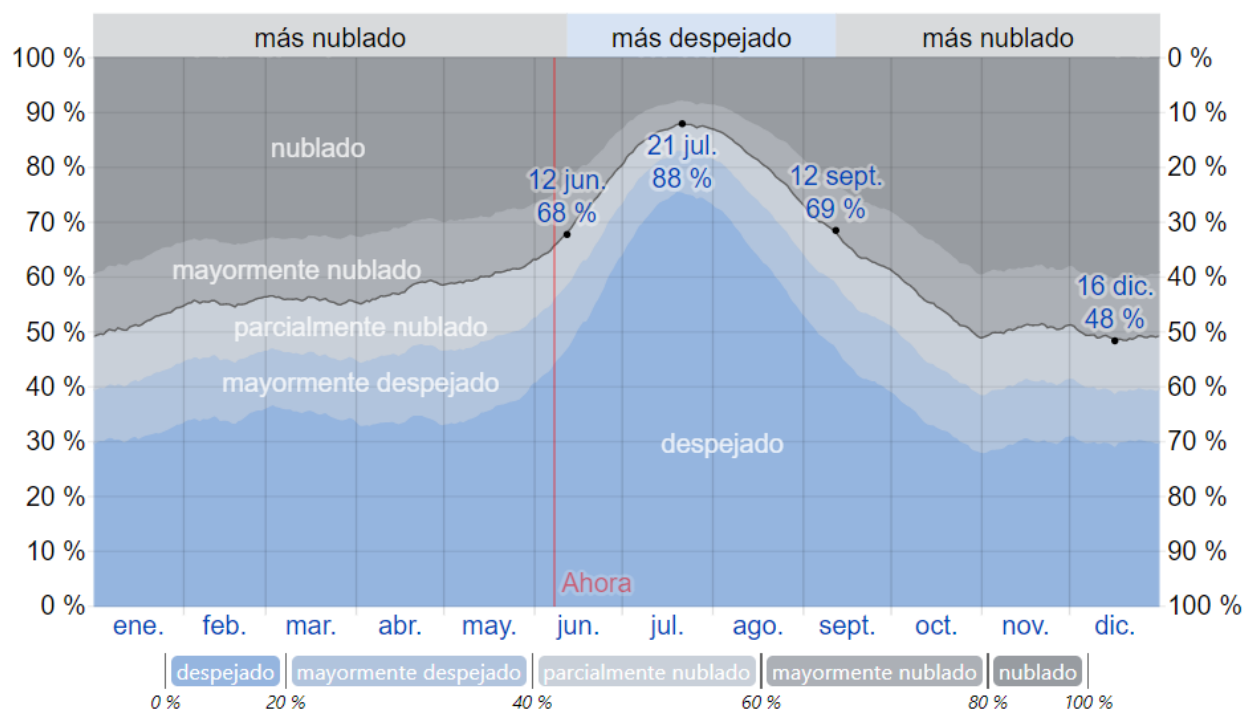


Ilustración 19. Porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto. [12]

2.4.3 Radiación solar

Los datos que se muestran a continuación es la energía solar de onda corta que incide en promedio a diario sobre la superficie. La energía solar de onda corta es tanto la luz visible, como los rayos ultravioletas.

El periodo con más radiación solar dura un poco más de 3 meses, desde el 14 de mayo al 21 de agosto, y el día con más radiación solar promedio es el 5 de julio, con una energía solar por metro cuadrado de 8,3kWh.

Mientras que, del 28 de octubre al 13 de febrero, alrededor de 3 meses y medio, es el periodo del año más oscuro, siendo el día con menos radiación solar el 20 de diciembre con un promedio de 2kWh por metro cuadrado. [12]

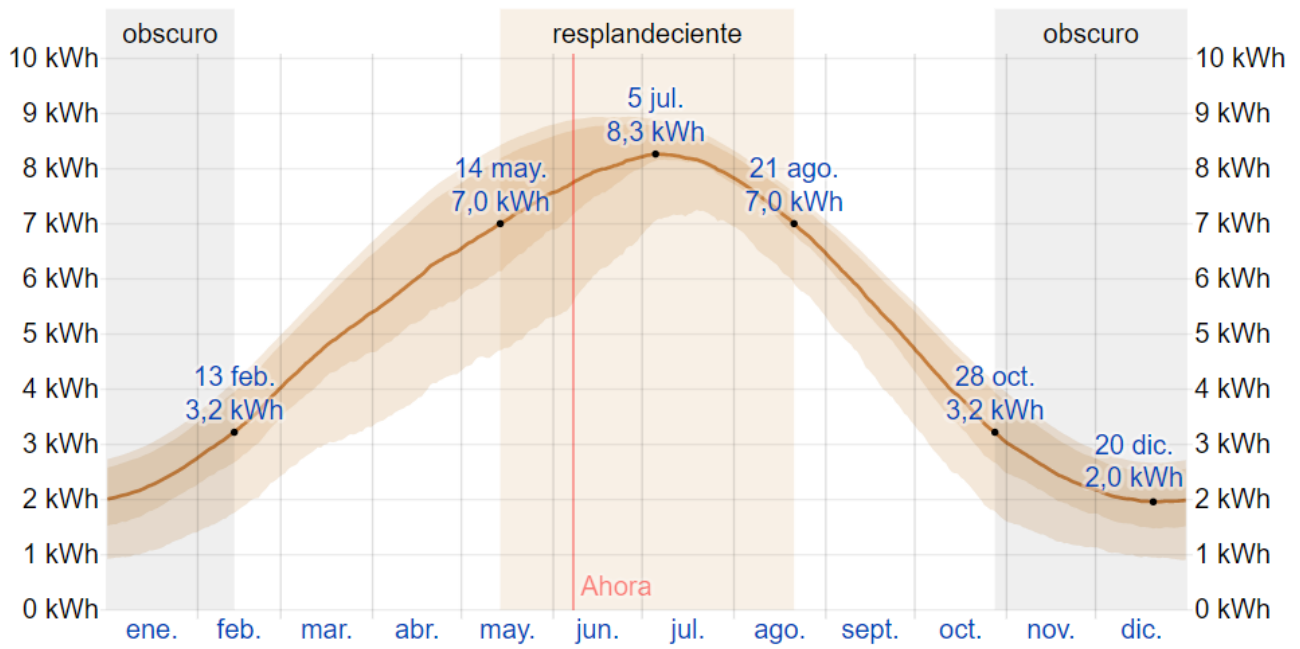


Ilustración 20. Promedio y percentiles de 25 a 75 y de 10 a 90 de la energía solar en Madrid. [12]

3 MEMORIA CONSTRUCTIVA

3.1 Consumo del edificio

La tarifa de electricidad contratada por empresa para abastecer el edificio es una tarifa 3.0A, con potencias pico en todos los periodos de 400KW.

La tarifa 3.0A es un tipo de tarifa eléctrica que solo se puede acceder a ella si se contrata una potencia superior a 15KW. La principal característica de esta tarifa es que tiene 3 periodos a lo largo del día, en los que el precio de la electricidad es diferente. Estos periodos son los siguientes [20]:

- Punta: Es el periodo donde la energía es más cara.
 - o Entre las 11:00 y las 15:00 horas en verano.
 - o Entre las 18:00 y las 22:00 horas en invierno.
- Llano: Es el segundo periodo más caro.
 - o Entre las 08:00 y las 11:00 horas, y desde las 15:00 hasta las 24:00 horas en verano.
 - o Entre las 08:00 y las 18:00 horas, y desde las 22:00 hasta las 24:00 horas en invierno.
- Valle: Es periodo en el que la energía está más barata.
 - o Tanto en invierno como en verano, este periodo es desde las 00:00 hasta las 08:00 horas.

Otro factor a tener en cuenta es a la hora de realizar la facturación, ya que, para ello, la empresa distribuidora aplica unas normas diferentes:

- Si la potencia usada no supera el 85% de la potencia contratada, solo se facturará el 85% de dicha potencia contratada.
- Si la potencia consumida está entre el 85 y el 105% de la potencia contratada, la potencia factura será igual a la consumida.
- Si la potencia utilizada es superior al 105% de la potencia contratada, la potencia facturada será igual al resultado de la siguiente operación: Potencia consumida + periodo de facturación x (Potencia consumida – el 105% de la potencia contratada).

Explicado en que consiste la tarifa de luz que tiene contratada la empresa para ese edificio se procederá a hacer una estimación del consumo del edificio. Dicha estimación se basará en el consumo del edificio del año 2020 más en detalle, y de los 7 años anteriores, el cual se puede obtener de las facturas de electricidad emitidas por la empresa distribuidora.

Tabla 1. Consumo del año 2020 del edificio en Kwh, por meses y por periodos.

Consumo 2020 (Kwh)		PERIODOS			Total
		Punta	Llano	Valle	
MESES	Enero	15915	46336	30928	93179
	Febrero	14435	40457	28085	82977
	Marzo	13620	37044	26600	77264
	Abril	8480	21757	15713	45950
	Mayo	11107	37608	27099	75814
	Junio	10915	36321	23088	70324
	Junio	10915	36321	23088	70324
	Agosto	12988	40798	23722	77508
	Septiembre	12866	38260	22743	73869
	Octubre	12178	38922	24689	75789
	Noviembre	11176	35358	23174	69708
	Diciembre	14586	46243	26167	86996
Total		149181	455425	295096	899702

La media de consumo por mes, del año 2020 es de 74.975,2 KWh.

A continuación, se muestra el cálculo del coste del término de la energía consumida durante el periodo de facturación del año 2020.

Tabla 2. Cálculo del término de energía consumida del año 2020.

PRECIO 2020 €/KWh		PERIODOS			TOTAL €
		€/KWh Punta	€/KWh Llano	€/KWh P3 Valle	
MESES	ENERO	0.118755	0.106287	0.091536	9645.93
	FEBRERO	0.118755	0.106287	0.091536	8585.07
	MARZO	0.118755	0.106287	0.091536	7989.60
	ABRIL	0.118755	0.106287	0.091536	4757.83
	MAYO	0.118755	0.106287	0.091536	7796.79
	JUNIO	0.118755	0.106287	0.091536	7270.04
	JULIO	0.118755	0.106287	0.091536	7270.04
	AGOSTO	0.082481	0.069792	0.049359	5089.53
	SEPTIEMBRE	0.082481	0.069792	0.049359	4854.01
	OCTUBRE	0.082481	0.069792	0.049359	4939.52
	NOVIEMBRE	0.082481	0.069792	0.049359	4533.36
	DICIEMBRE	0.082481	0.069792	0.049359	5722.04
TOTAL					78453.76

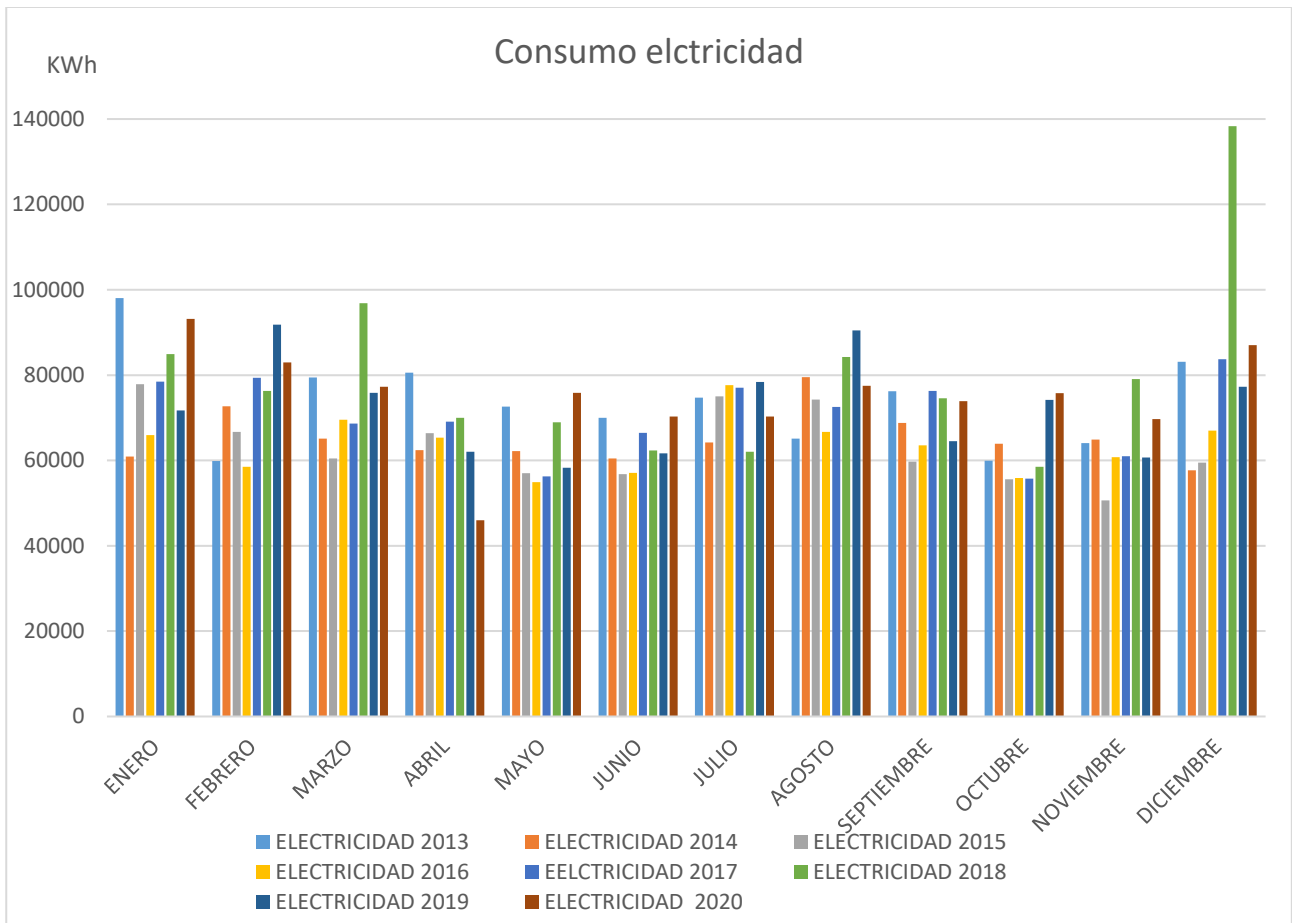
Sin embargo, el año 2020 fue un año atípico marcado por la pandemia. Por ello es necesario tener una muestra más amplia del consumo del edificio para ser lo más preciso posible. A continuación, se muestra el consumo por meses desde año 2013 hasta el 2020.

Tabla 3. Consumo del edificio por meses desde el año 2013 hasta el 2017.

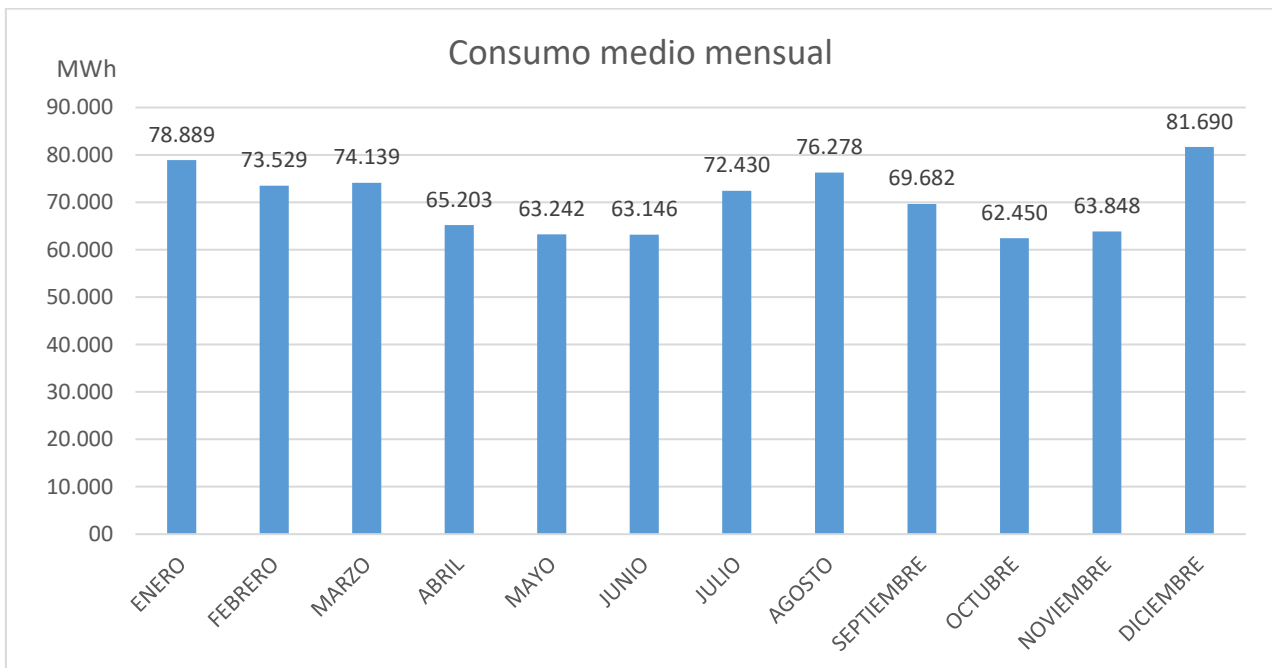
CONSUMO (Kwh)	ELECTRICIDAD 2013	ELECTRICIDAD 2014	ELECTRICIDAD 2015	ELECTRICIDAD 2016	ELECTRICIDAD 2017
ENERO	98082	60950	77867	65973	78431
FEBRERO	59834	72691	66694	58524	79346
MARZO	79435	65082	60494	69507	68639
ABRIL	80541	62413	66355	65315	69066
MAYO	72624	62202	56993	54910	56240
JUNIO	69995	60497	56783	57082	66454
JULIO	74725	64207	74999	77663	77071
AGOSTO	65107	79485	74239	66655	72528
SEPTIEMBRE	76191	68766	59702	63575	76299
OCTUBRE	59970	63938	55564	55873	55769
NOVIEMBRE	64030	64857	50619	60753	61013
DICIEMBRE	83103	57656	59470	67016	83704
TOTAL	883637	782744	759779	762846	844560

Tabla 4. Consumo del edificio por meses desde el año 2018 hasta el 2020.

CONSUMO (Kwh)	ELECTRICIDAD 2018	ELECTRICIDAD 2019	ELECTRICIDAD 2020	MEDIA
ENERO	84909	71718	93179	78888.6
FEBRERO	76320	91847	82977	73529.1
MARZO	96871	75816	77264	74138.5
ABRIL	69953	62032	45950	65203.1
MAYO	68906	58250	75814	63242.4
JUNIO	62345	61687	70324	63145.9
JULIO	62066	78386	70324	72430.1
AGOSTO	84262	90441	77508	76278.1
SEPTIEMBRE	74578	64476	73869	69682.0
OCTUBRE	58490	74209	75789	62450.3
NOVIEMBRE	79092	60714	69708	63848.3
DICIEMBRE	138306	77267	86996	81689.8
TOTAL	956098	866843	899702	844526.1



Gráfica 1. Consumo de electricidad desde 2013.



Gráfica 2. Consumo medio mensual del edificio desde 2013.

Como se puede ver en la gráfica 2, los meses que más se consumen son, por un lado, los meses de invierno de enero y diciembre y por otro lado los meses de verano, destacando agosto. El objetivo de generación de energía mensual sería de 81.690 KWh, para poder llegar a cubrir la demanda media máxima de todo el complejo.

Sin embargo, hay que tener en cuenta la potencia pico de la instalación, ya que, como ya se ha comentado en el punto 2.3 “Legislación sobre instalaciones fotovoltaicas”, las instalaciones de autoconsumo tienen que estar entre 15 y 100KW para que se pueda verter parte de la energía generada a la red. De lo contrario, si se superase el límite de los 100KW de potencia pico, y se quisiese verter energía habría que diseñar la instalación como una central fotovoltaica, y ese no es el objetivo de este proyecto.

Por lo que la potencia pico de la instalación tiene que ser como máximo de 100KW, y la energía generada mensual tiene que ser lo más cercana a 81.690KWh.

3.2 Inclinación de los módulos fotovoltaicos

A continuación, se estudiará la posición óptima de los módulos fotovoltaicos.

Se ha decidido dividir el tejado del edificio en tres zonas diferentes como muestra la ilustración 21, atendiendo al criterio de la inclinación de estas.

- La zona 1 corresponde con el tejado de parte del edificio que corresponde con las oficinas. Esta parte no tiene ninguna inclinación, lo cual la hace bastante atractiva, sin embargo, es menos amplia que las otras dos zonas, y hay objetos que harían sobra los paneles.
- La zona 2 corresponde con la mitad de la nave cuya pendiente está más orientada al sur. Tanto la zona 2 como la 3 tienen una pendiente de 3° con respecto a la horizontal. Esta zona es la mejor de las tres, ya que está más orientada hacia el sur, es, junto con la zona 3, la más amplia, y no tiene ningún objeto que proyecte sombra sobre ésta.

La zona 3, es la parte del tejado que en la imagen está en color amarillo. Sus condiciones son iguales a las de la zona 2, excepto porque la pendiente está orientada hacia el norte, lo cual es peor para la captación de los rayos solares.

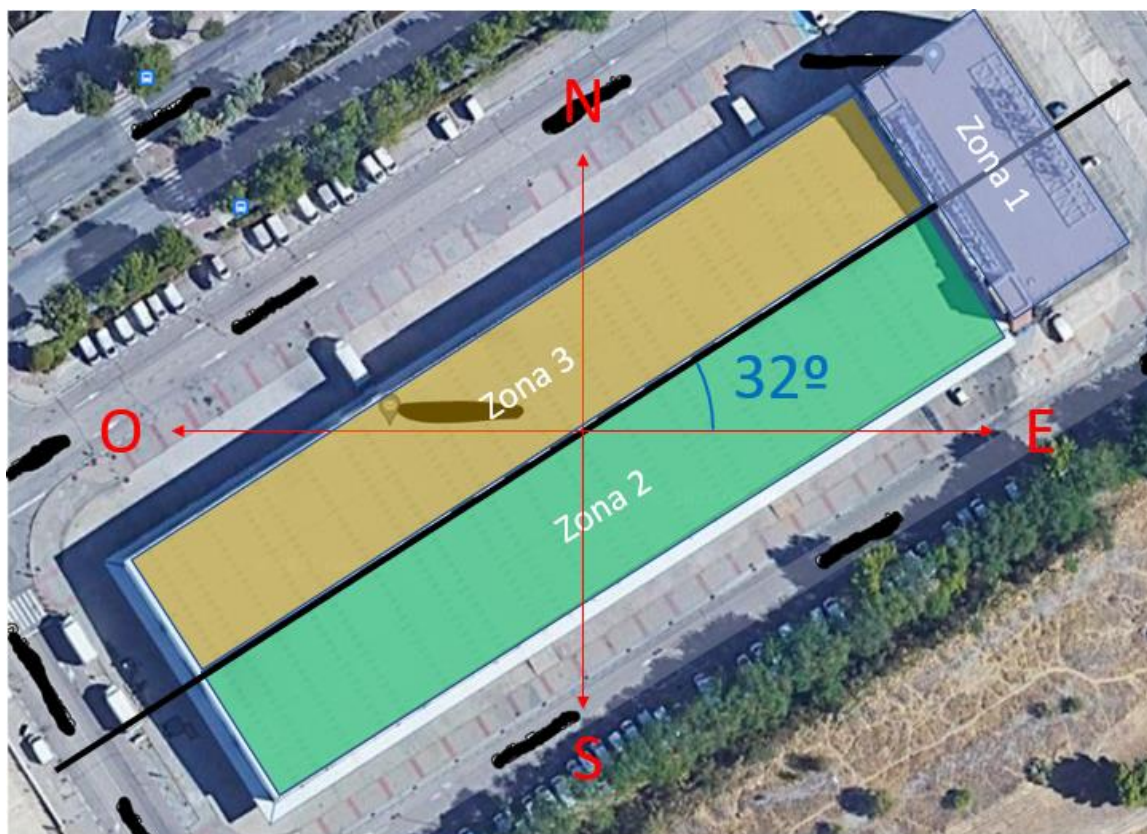


Ilustración 21. Angulo longitudinal de la nave con respecto a la horizontal de Este a Oeste y distribución de las 3 zonas del tejado.

Por estar situados en el hemisferio norte de la tierra, la orientación óptima de los paneles sería puramente hacia el sur, sin embargo, debido a orientación del edificio, esta posición haría que los soportes de los módulos fuesen muy complejos, además de que la organización de estos haría que

no se aprovechase del todo la superficie disponible. Por ello, se ha decidido que la inclinación de los módulos este orientada en la misma dirección de la pendiente de la zona 2 del tejado. Esto supone un ángulo azimutal de 32º.

Una vez determinado el ángulo azimutal de los módulos, se va a obtener la inclinación con la que estos serían capaces de generar ms energía a lo largo del año. Para ello, se va a utilizar el programa Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [13], disponible online de manera gratuita.

En este programa, con localización del edificio, y el ángulo azimutal, se puede calcular la inclinación optima de los módulos. A parte de estos datos, requiere más datos de la instalación para calcular la producción anual de energía, sin embargo, como todavía no se ha hecho el dimensionamiento de la instalación y lo que se pretende conseguir es únicamente el grado de inclinación, se han introducido los valores que tenía el programa de serie.

A continuación, se muestran los datos introducidos:

The screenshot shows the PVGIS web interface for a grid-connected PV system. The main title is "RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED". The interface includes a sidebar with navigation options and a main form with various input fields and dropdown menus.

Parameter	Value
Base de datos de radiación solar*	PVGIS-SARAH
Tecnología FV*	Silicio cristalino
Potencia FV pico instalada [kWp]*	1
Pérdidas sistema [%]*	14
Opciones de montaje fijo	
Posición de montaje *	Posición libre
Inclinación [°]*	35
Azimut [°]*	32
<input type="checkbox"/> Precio electricidad FV	
Coste sistema FV [su divisa]	
Interés [%/año]	
Vida útil [años]	
<input checked="" type="checkbox"/> Optimizar inclinación	
<input type="checkbox"/> Optimizar inclinación y azimut	

Ilustración 22. Datos introducidos en el programa PVGIS

Se ha marcado la opción de “optimizar inclinación” para que en los resultados aparezca el ángulo de inclinación optimo, con el que se consigue mayor cantidad de energía al año. Por lo que el dato de 35º que aparece en la ilustración 22 no es real.

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos del programa.

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	36 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	32
Producción anual FV [kWh]:	1585.11
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2039.43
Variación interanual [kWh]:	66.09
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.65
Efectos espectrales [%]:	0.47
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.6
Pérdidas totales [%]:	-22.28

Ilustración 23. Resultados obtenidos del programa PVGIS

En la ilustración 23, se puede observar que la inclinación óptima para los módulos es de 36°.

A parte de estos datos, nos proporciona la gráfica que se muestra a continuación, donde representa la cantidad de energía que se puede llegar a obtener dependiendo del mes del año.

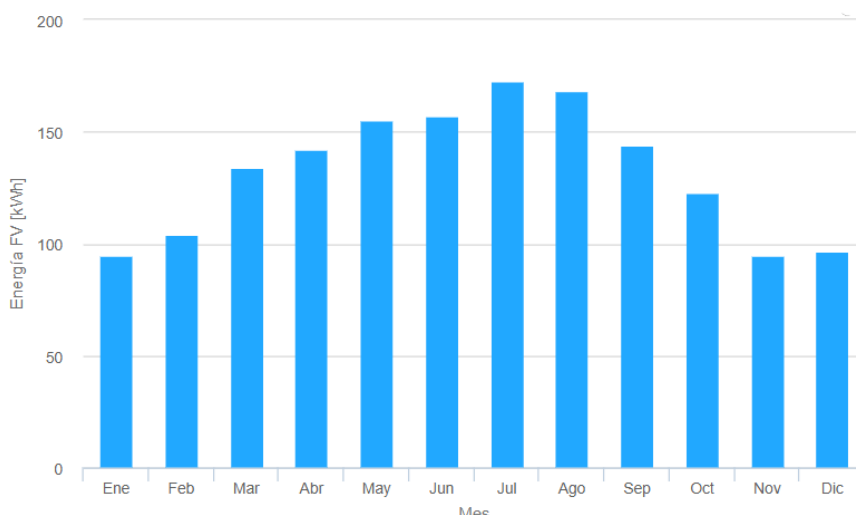


Ilustración 24. Producción de energía mensual de una instalación de 1kWp

Los datos que muestra la ilustración 24, serían con una instalación de 1kWp (kW de potencia pico de la instalación). Julio y agosto, al ser los meses de verano, son en los que más energía se podría llegar a generar, llegando a los 172kWh en julio.

Debido a las diferentes inclinaciones del tejado, los soportes deberán tener una inclinación diferente dependiendo de en la zona en la que se encuentren. Para la zona 1, al estar a 0° de inclinación los soportes tendrán que ser de 36°, en la zona 2 deberán tener una pendiente de 33° y en la zona 3 de 39°.

3.3 Elección de los elementos de la instalación

3.3.1 Placa solar fotovoltaica

El módulo solar fotovoltaico elegido es el MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM) del fabricante SUNPOWER, el cual tiene las siguientes características [15]:

- Dimensiones: 169,0 x 104,6 x 4,0 cm
- Peso: 19,0kg
- Potencia nominal (Pnom): 400W
- Eficiencia: 22,6%
- Tensión nominal (Vmpp): 65,8V
- Intensidad nominal (Impp): 6,08A
- VOC: 75,6V
- ISC: 6,58A
- Precio 360€. (IVA y transporte incluidos)



Ilustración 25. Módulo solar MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM) [15Fij]

Para más información sobre el Módulo solar MAX3-300-COM consultar el Anexo 1 (“Ficha técnica módulo solar MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM)”).

3.3.2 Inversor

El inversor elegido es el Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW del fabricante Huawei. Este inversor está diseñado para trabajar en grandes instalaciones trifásicas para empresas o industrias con conexiones a red. Su gran ventaja frente a otros inversores son sus 10 MPPT (Entradas de corriente continua), las cuales le permiten conectar diferentes tipos de placas con diferentes inclinaciones y orientaciones al mismo tiempo. Sus principales características son las siguientes [21]:

- Tensión nominal: 200V-1000V.
- Potencia Nominal: 100KW.
- Capacidad de sobrecarga: 10%.
- Tensión de entrada de arranque: 200V.
- Tensión máxima de MPP: 1100V.
- Tensión mínima de MPP: 200V.
- Corriente máxima de entrada: 26A.
- Eficiencia: 98,4%.
- Grado de protección: IP66.
- Dimensiones (ancho x alto x profundidad): 1.035 x 700 x 365mm.
- Peso: 90Kg.
- Precio: 7.359,83€ (Iva incluido)



Ilustración 26. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW [21]

La eficiencia de este inversor depende tanto de la potencia de entrada como de la tensión que se le aplica. A continuación, se muestra las curvas de eficiencia en función de la carga y de la tensión.

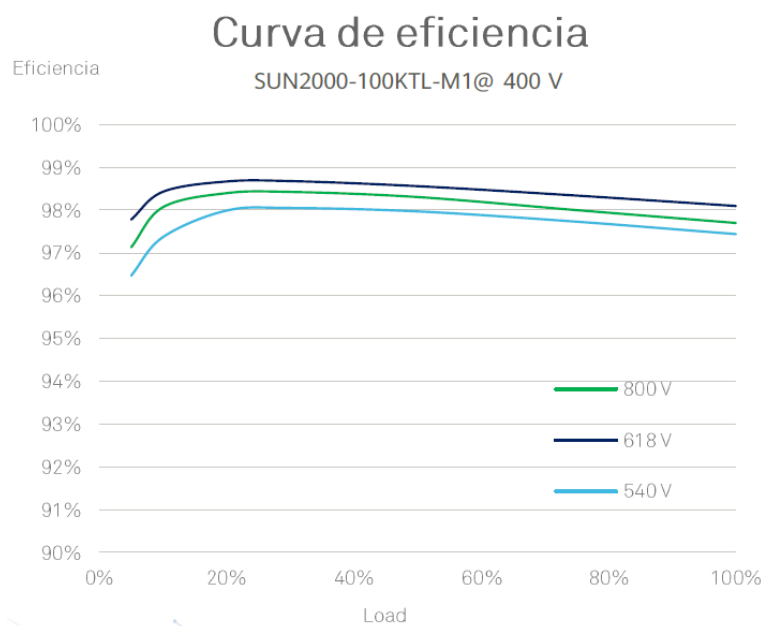


Ilustración 27. Curvas de eficiencia según carga y tensión del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW. [21]

Por último, se muestra el diagrama del circuito interno del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW.

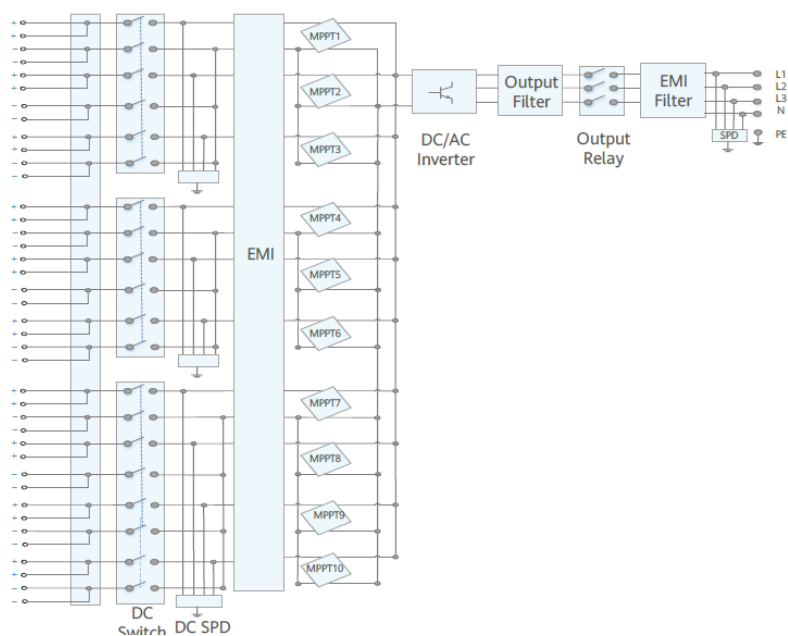


Ilustración 28. Diagrama del circuito interno del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW. [21]

Para más información sobre el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW consultar Anexo 2. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW y Anexo 3. Guía técnica de la instalación del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW.

3.3.3 Estructura soporte

La estructura seleccionada para los paneles solares es una estructura para panel solar regulable entre 30 y 50º, de la marca Rebacas[22].



Ilustración 29. Estructura para panel solar regulable entre 30 y 50º. [22]

Esta estructura está fabricada con perfiles de aluminio, lo que le aporta gran ligereza, así como durabilidad frente a agentes externos. Cada estructura puede soportar de 1 a 4 paneles solares colocados en posición vertical. A su vez, adquiriendo un kit de unión, se pueden hacer sistemas más grandes uniendo varias estructuras, perfecto para grandes instalaciones fotovoltaicas.

La estructura, tiene la ventaja de que al ser regulable la inclinación, puede adaptarse a la ligera inclinación de la cubierta del edificio, ya que, al haber tres zonas, con diferentes inclinaciones, tiene que poder modificarse para poder adaptarse y conseguir el ángulo óptimo. La inclinación de la estructura puede regularse desde los 30º, aumentando de 5 en 5º hasta los 50º.

Para más información sobre la estructura para panel solar regulable entre 30 y 50º consultar Anexo 4. Ficha técnica estructura regulable panel solar y Anexo 5. Plano montaje estructura.

3.3.4 Protecciones

Tal y como se ha mencionado en el punto 2.2.5 Protecciones, además de las protecciones con las que se cuenta instalando los inversores, son necesarios más elementos de protección con el fin de preservar la seguridad tanto de las personas del entorno, como de la propia instalación. Estas protecciones adicionales están exigidas y recogidas en el artículo 11 del RD 1663/2000 [19]:

- El interruptor general manual consistirá en un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la exigida por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Dicho interruptor será accesible en todo momento por la empresa distribuidora, con el fin de poder realizar la desconexión manual.
- Interruptor automático diferencial, con objetivo de proteger a las personas frente a algún contacto con la parte continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, más un relé de enclavamiento.
- Protecciones frente a la interconexión de máxima y mínima frecuencia y a la máxima y mínima tensión.
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez establecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

3.3.5 Puesta a tierra

La puesta a tierra es la unión eléctrica directa de una parte del circuito eléctrico que en condiciones normales no se encuentra en tensión, mediante una toma de tierra con un electrodo enterrado en el suelo. Por medio de la puesta a tierra se tiene que conseguir que se permita el paso a la tierra de las corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Siguiendo el RD 1663/2000 (artículo 12) [19]:

- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación dispondrá de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas por medio de un transformador de aislamiento.
- Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.
- La estructura soporte metálica de los módulos fotovoltaicos, así como los marcos de éstos, se conectarán a tierra, como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosférico.
- Se empleará la clase II en todos los elementos de la instalación, para asegurar un correcto aislamiento.

3.3.6 Contador bidireccional

El contador bidireccional elegido es el Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A [24], el cual es un medidor monofásico o trifásico digital, de clase B según EN-50470, en medida de energía tanto activa (kWh) como reactiva (kVARh), cumpliendo con la Directiva Europea MID. Este analizador es capaz de medir el consumo del hogar o de la industria adaptando constantemente la potencia entregada por el sistema fotovoltaico al consumo de la instalación.



Ilustración 30. Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A. [24]

Sus características son las siguientes:

- Tensión nominal: 230/400V.
- Frecuencia: 50-60Hz.
- Entrada: 100A.
- Uso: Interior.
- Protección IP: IP20.
- Precio: 179,95€ (IVA incluido)

Este contador bidireccional puede actuar como kit de inyección cero, ideal para la tarificación del consumo del edificio, y por otra parte, permite gestionar los excedentes de producción de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, realizando inyección cero o inyección controlada atendiendo a las necesidades del momento.

Para más información sobre el Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A, consultar Anexo 6. Ficha técnica Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A.

3.4 Colocación de los paneles solares.

A continuación, se diseñará la colocación de los paneles solares en las diferentes zonas de la cubierta del edificio. Para ello, ya se ha calculado la orientación y la inclinación óptima de dichos paneles.

3.4.1 Distancia mínima entre filas

A la hora de realizar una instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta cualquier tipo de sombra que pueda proyectarse sobre los módulos, ya que esto hará que el rendimiento disminuya en gran medida. Estas sombras pueden estar proyectados por objetos próximos a la instalación, e incluso, por los propios paneles solares sobre otros. Por ello hay que calcular la distancia a la que hay que colocar las filas de módulos, de tal forma que no se den sombra entre ellos.

Para el cálculo de la distancia mínima entre filas de paneles se usa la siguiente fórmula [23]:

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \text{latitud})}$$

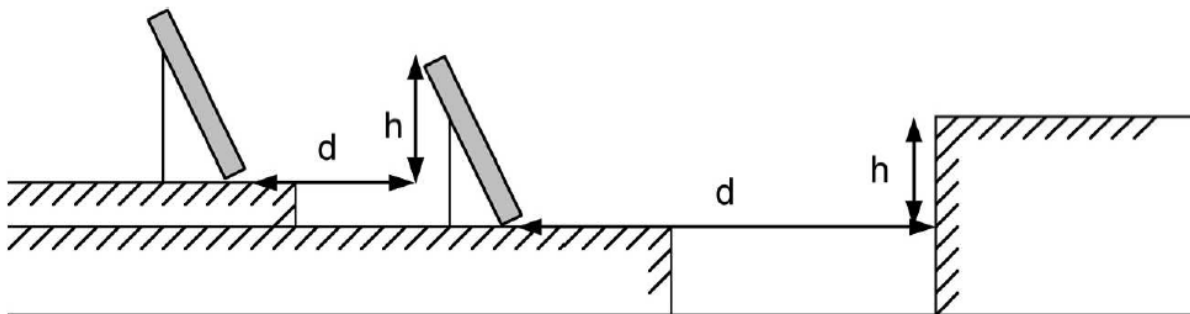


Ilustración 31. Representación gráfica de la distancia d y la altura h . [23]

Para calcular la altura h hay que tener en cuenta el ángulo de inclinación de los módulos. Este ángulo, en principio iban a ser 36° , ya que es la inclinación óptima para generar la mayor cantidad de energía, tal y como se calculó en el apartado 3.2. Inclinación de los módulos fotovoltaicos. Sin embargo, no se va a poder conseguir justo este ángulo, ya que la estructura escogida en el apartado anterior solo permite que los ángulos de inclinación sean múltiplos de 5.

A continuación, se elegirá la inclinación de la estructura, dependiendo de la zona en la que esté de la fachada, de tal forma, que la inclinación final sea lo más próxima a la óptima de 36° .

- Zona 1: En esta zona, al no haber inclinación de la cubierta del edificio, se escogerá un ángulo de 35° para la estructura soporte de las placas.
- Zona 2. En esta zona existe una inclinación del tejado del edificio de 3° hacia el sur, por lo que la inclinación de la estructura soporte será de 35° , y como resultado, las placas tengan un ángulo de inclinación de 38° .

- Zona 3. Esta zona tiene una inclinación de 3º desfavorable, ya que la pendiente está orientada hacia el norte. El ángulo elegido de la estructura será de 40º, y como resultado, las placas de esa zona tendrán una inclinación de 37º.

Una vez elegidos los ángulos de todas las zonas, se procederá con el cálculo de la distancia mínima de separación ente filas, también, dependiendo de la zona en la que se encuentren. La latitud de la zona en la que se encuentra el edificio es de 40º.

- Zona 1. Al no tener inclinación del tejado en esta zona la altura h es la siguiente:

$$h = h(\text{módulo}) \times \sin 35^\circ = 1690 \times \sin 35^\circ = 969\text{mm}$$

Por lo que la distancia mínima entre las filas de los módulos es:

$$d = \frac{969\text{mm}}{\tan(67^\circ - 40^\circ)} = \frac{969\text{mm}}{0,306} = 3166\text{mm}$$

- Zona 2: Tanto la zona 2 como la zona 3 tienen inclinación en la cubierta del edificio, por lo que el cálculo de la altura h es diferente a la de la zona 1. En el caso de la zona 2, la altura h sería la siguiente:

$$h = h(\text{módulo}) \times \sin 38^\circ - d \times \tan 3^\circ = 1690 \times \sin 38^\circ - d \times \tan 3^\circ = 1040 - 0,0524 \times d$$

Por lo que la expresión de la distancia mínima entre las filas de módulos quedaría expresada de la siguiente forma:

$$d = \frac{1040 - 0,0524 \times d}{\tan(67^\circ - 40^\circ)} \Rightarrow 0,306 \times d = 1040 - 0,0524 \times d \Rightarrow$$

$$0,3584 \times d = 1040 \Rightarrow d = 2901\text{mm}$$

- Zona 3: En esta zona la inclinación es la misma que en la zona 3, pero en sentido contrario, por lo que la altura h quedaría expresada de la siguiente forma:

$$h = h(\text{módulo}) \times \sin 37^\circ - d \times \tan 3^\circ = 1017 + 0,0524 \times d$$

Por lo que la expresión final, una vez despejada, de la distancia mínima entre filas es la siguiente:

$$d = \frac{1017 + 0,0524 \times d}{\tan(67^\circ - 40^\circ)} \Rightarrow 0,2536 \times d = 1017 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow d = 4010\text{mm}$$

3.4.2 Colocación final de los paneles

A la hora de calcular la colocación de los paneles, se va a realizar como si todas las zonas no tuviesen inclinación, ya que la distancia mínima entre filas (d) se mide en horizontal.

- **Zona 1.** La zona 1 tiene unas dimensiones de 44x17m, sin embargo, no toda su superficie es utilizable, ya que en ella se encuentran 2 subidas de escaleras y elementos de ventilación. Por lo que la superficie útil final es de 40x10m.

Las estructuras seleccionadas tienen una capacidad máxima de 4 módulos colocados en vertical. Cada módulo mide de ancho 1046mm, por lo que, en total, por estructura, el ancho es de 4186mm. De tal forma que se pueden poner dos estructuras de 4 módulos cada una por fila.

Para saber el número de filas, hay que tener en cuenta tanto la distancia mínima d , como el espacio que ocupa el propio módulo en horizontal, es decir la proyección en horizontal:

$$\text{Proyección} = h \times \cos 35^\circ = 1960 \times \cos 35^\circ = 1385\text{mm}$$

De tal manera, que menos por la primera o la última fila, que ocupará 1385mm, las filas restantes ocuparan la suma de la proyección horizontal de los módulos más la distancia mínima entre filas. Esto hace un total de 4551.

Si se resta lo que ocupa la primera fila, sobran 38,615m para colocar las demás filas.

$$N1 = \frac{38615}{4551} = 8,48 \text{ filas}$$

Como máximo se pueden colocar 8 filas, más la primera, en total 9. Con el fin de utilizar todo el espacio, se va a aumentar la distancia de separación entre las filas y que la instalación quede más uniforme.

$$\begin{aligned} 8 \times 4551 &= 36.408\text{mm} \\ 38.615 - 36.408 &= 2.207\text{mm} \end{aligned}$$

De tal forma que se quedarían sin utilizar 2,207m en la zona 1. Este espacio se puede introducir dividiéndolo entre los 8 huecos entre las filas de los módulos:

$$\frac{2.207}{8} = 275\text{mm}$$

Sumádoselo a la distancia mínima entre filas calculada en el apartado anterior, queda como resultado que la distancia entre filas de la zona 1 es:

$$d1 = 3166 + 275 = 3441\text{mm}$$

Finalmente, en la zona 1 habrá 9 filas de 8 módulos cada una, lo que hace un total de 72 módulos. Los cuales tienen la capacidad de generar una potencia pico de:

$$P1 = 400W \times 72 = 28.800 W = 28,8KW$$

- **Zona 2.** La zona 2 tiene unas dimensiones de 140x22,5m, sin embargo, se va a diseñar como si tuviese 136x20m, dejando 2 metros a los laterales y 1,25m arriba y abajo, de margen. Cada fila va a estar constituida por 10 subfilas separadas unas de ellas. Cada subfila estará formada por tres estructuras y cada estructura constará de 4 módulos fotovoltaicos. De tal forma, que por fila habrá un total de 120 módulos. A continuación, se calculará la separación entre las subfilas:

$$\begin{aligned} 120 \times 1,046 &= 125,52m \\ 136 - 125,52 &= 10,48m \\ \text{Separación} &= \frac{10,48m}{9} = 1,16m \end{aligned}$$

Al igual que en la zona 1, para saber el número de filas que se pueden colocar, hay que tener en cuenta la distancia mínima calculada en el apartado anterior, como la proyección horizontal de la placa.

$$\text{Proyección} = h \times \cos 38^\circ = 1690 \times \cos 38 = 1332mm$$

De tal manera, que menos por la primera o la última fila, que ocupará 1332mm, las filas restantes ocuparan la suma de la proyección horizontal de los módulos mas la distancia mínima entre filas. Lo que representa un total de 4233mm.

Si se resta lo que ocupa la primera fila, sobran 18,668m para colocar las filas restantes.

$$N2 = \frac{18668}{4233} = 4,41 \text{ filas}$$

Como máximo se pueden colocar un total de 5 filas teniendo en cuenta la primera. Como en la zona 1, se van a colocar las filas de tal forma que estén a la misma distancia unas de otras.

$$\begin{aligned} 4 \times 4233 &= 16.932mm \\ 18.668 - 16.932 &= 1736mm \end{aligned}$$

De tal forma que quedarían sin utilizar 1,736m en la zona 2. Este espacio se va a repartir entre los distintos huecos entre filas.

$$\frac{1736}{4} = 434mm$$

Sumándosele a la distancia mínima entre filas calculada en el apartado anterior, queda como resultado que la distancia entre filas de la zona 2 es:

$$d2 = 2901 + 434 = 3335mm$$

Finalmente, en la zona 2 habrá 5 filas de 120 módulos cada una, lo que hace un total de 600 módulos. Éstos tienen la capacidad de generar una potencia pico de:

$$P1 = 400W \times 600 = 240.000 W = 240KW$$

Lamentablemente, tal y como se muestra en el apartado 2.3 Legislación sobre instalaciones fotovoltaicas, para poder verter energía a la red con compensaciones, la potencia pico de la instalación no puede superar los 100KW. Por ello se va a volver a diseñar la colocación de las placas fotovoltaicas.

Gracias a lo calculado anteriormente, se sabe que con colocar placas en la zona 2, se podría llegar al límite de los 100KW de potencia pico, por lo que únicamente se colocarán ahí, y las zonas 1 y 3 dejarán de ser objeto de este estudio.

Para volver a calcular la distribución de los módulos, en primer lugar, hay que saber cuántos módulos se pueden instalar sin sobrepasar el límite anteriormente mencionado.

$$N (\text{Número de módulos}) = \frac{100.000W}{400 W / \text{Módulo}} = 250 \text{ módulos}$$

Como máximo se pueden instalar 250 módulos, con lo que se conseguiría una potencia pico de 100KW.

Estos 250 módulos se van a colocar en 5 filas de 50 módulos cada una, que como se ha calculado anteriormente, estarán separadas una distancia de 3335mm. Cada fila constará de 12 estructuras, las cuales, cada una soportará 4 módulos, y una estructura que únicamente tendrá dos módulos.

En la imagen a continuación se puede ver la distribución final de los paneles fotovoltaicos en la zona 2.

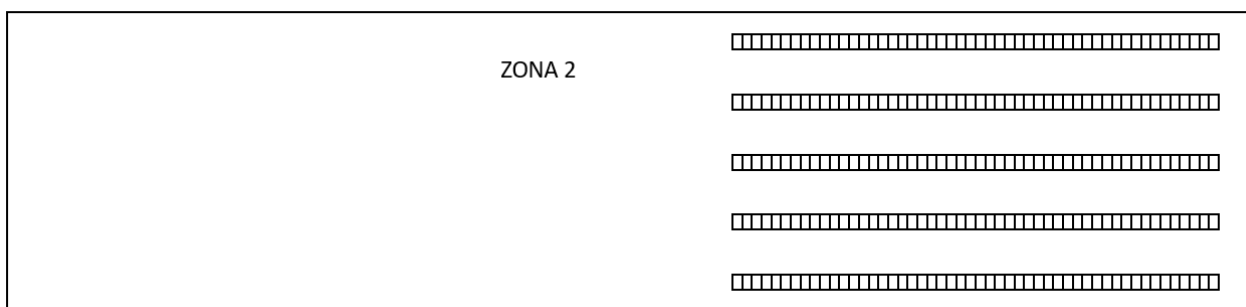


Ilustración 32. Colocación de los módulos fotovoltaicos.

3.5 Diseño eléctrico de la instalación

En este apartado se diseñarán las conexiones entre los módulos (En paralelo o en serie), y las conexiones entre los módulos y el inversor. Además, se calculará la sección de los cables.

3.5.1 Conexiones

Hay que tener en cuenta que el inversor que se va a usar en la instalación tiene 10 entradas MPPT, lo que significa que el circuito se puede dividir en 10 subcircuitos, que no tienen por qué tener la misma tensión ni intensidad, lo cual, simplifica en gran medida la problemática.

Para que a la salida del inversor haya entre 380 y 400V hay que conseguir que a la entrada de éste haya una tensión de entre 570 y 600V en continua. Ya que la tensión nominal de un módulo es de 65,8V, hacen falta 9 módulos en serie para conseguir una tensión nominal de entrada de 592,2V.

Como ya se ha visto en el apartado anterior, el máximo número de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar son 250 para no superar los 100KW de potencia pico. Para hallar el número máximo de placas en paralelo que se puede instalar, habrá que dividir esos 250 módulos entre 9, que son los módulos que irán en serie.

$$Np = \frac{250}{9} = 27,7$$

Como máximo se pueden colocar 27 módulos en paralelo, lo cual, supone un total de 243 módulos. Esto supone una nueva colocación de módulos en el tejado.

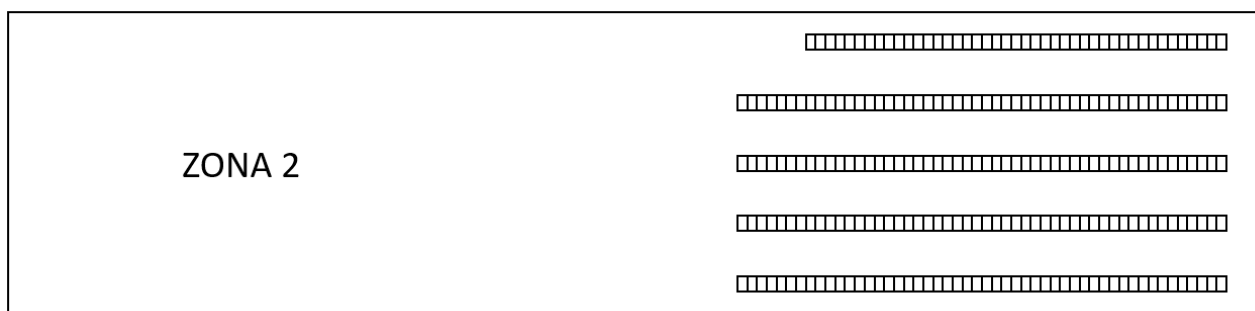


Ilustración 33. Nueva colocación de los módulos fotovoltaicos.

Estos 27 grupos de placas se dividirán en 9 grupos de 3 placas en paralelo, y cada uno de estos grupos irá conectado a una entrada del inversor, dejando una entrada libre, que se podrá usar si se desea ampliar la instalación.

A continuación, se comprobará que no se superan los límites máximos y mínimos de tensión e intensidad de las entradas del inversor, ya que estos parámetros pueden variar en las placas en función de la temperatura.

- **Tensión.** La tensión proporcionada por los módulos puede variar en función de la temperatura según el siguiente coeficiente: $-0,236\%/^{\circ}\text{C}$. Las temperaturas en la zona varían desde los -8°C hasta los 45°C , y teniendo en cuenta que temperatura nominal de los módulos es de 25°C , las tensiones mínimas y máximas aportadas serán:

$$\begin{aligned} -0,236 \times (-30) &= 7,8\% \\ V_{max} &= 65,8 \times \frac{107,8}{100} = 70,9V \\ V_{max} &= 70,9 \times 9 = 638,4V \end{aligned}$$

La tensión máxima aportada por cada grupo de 9 módulos en serie será de 638,4V que es menor que los 1100V que tiene como límite la entrada del inversor.

$$\begin{aligned} -0,236 \times (20) &= -4,72\% \\ V_{min} &= 65,8 \times \frac{95,28}{100} = 62,7V \\ V_{min} &= 62,7 \times 9 = 564,2V \end{aligned}$$

La tensión mínima aportada por cada grupo de 9 módulos en serie será de 564,2V que es mayor que el límite inferior de 200V de las entradas del inversor.

- **Intensidad.** Respecto a la intensidad, hay que comprobar si sobrepasa el límite de intensidad por entrada del inversor y el límite de intensidad de cortocircuito también por entrada del inversor.

La intensidad máxima de cortocircuito de cada módulo es de 6,58A (+/-3%), por lo que la intensidad máxima de cortocircuito posible es de 6,78A. Por cada entrada del inversor habrá tres grupos de módulos en paralelo, por lo que la máxima intensidad de cortocircuito que soportará cada entrada será de 20,33A, que es menor que los 40A que puede soportar cada entrada.

La intensidad nominal de cada placa fotovoltaica es de 6,08A, con un coeficiente de temperatura de $0,058\%/^{\circ}\text{C}$. De tal forma, la intensidad máxima que soportará cada entrada del inversor será:

$$\begin{aligned} 0,058 \times 20 &= 1,16\% \\ I_{max} &= 6,08 \times \frac{101,16}{100} = 6,15A \\ I_{max} &= 6,15 \times 3 = 18,45A \end{aligned}$$

La intensidad máxima que soportará cada entrada del inversor será de 18,45A, la cual es menor que los 26^a que tienen las entradas del inversor como máxima intensidad de entrada.

El diseño de las conexiones es apto para los límites de tensión e intensidad marcados por el fabricante del inversor.

3.5.2 Sección del cableado

En este apartado se dimensionarán los cables que unen los 9 módulos de cada grupo y los cables que unen la entrada del inversor con los 3 grupos de placas en serie. Hay que tener en cuenta que por estos cables circulará corriente continua, ya que el cálculo de la sección es diferente si se trata de corriente continua o alterna.

Para el cálculo de la sección de un cable se debe conocer: el material que lo compone y su conductividad (γ), la longitud del cable (L) en metros, la corriente que atraviesa el conductor (I) en amperios y la caída de tensión entre sus extremos (U) en voltios. Con estos datos, la sección del cable se calcula con la siguiente expresión [23]:

$$S = \frac{L \times I}{\gamma \times U}$$

El valor de la conductividad se verá afectado por el material del que esté formado el cable y de la temperatura a la que se encuentre. En este caso se van a usar cables de cobre con un aislamiento termoestable (XLPE) a una temperatura de 90°C. Por lo que la conductividad es de 45,5m/Ωmm².

La intensidad que atravesará los cables podemos obtenerla de lo calculado en el apartado anterior. Para cada una de las ramas la intensidad máxima que los atravesará será de 6,15A, y para el cable que une las tres ramas con el inversor, la intensidad máxima será de 18,45A.

En la instrucción ITC-BT-40 del reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) se indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. En instalaciones fotovoltaicas, es debido a que se debe sobredimensionar con un 25% para asegurar que el cable será capaz de soportar condiciones de irradiancia muy favorables a temperaturas elevadas. Es decir, que hay que multiplicar el valor de la intensidad máxima por 1,25 [23]. De tal forma que la intensidad de cada una de las ramas será de 7,69A, y para la sección de cable que une las 3 ramas con el inversor será de 23,06A.

La caída de tensión se calcula para un porcentaje de la tensión nominal. Según el *pliego de condiciones técnicas* del IDAE, se indica que los conductores tendrán la sección adecuada para cualquier condición de trabajo. Además, deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% de la tensión nominal continua del sistema [23].

La tensión nominal de la parte de corriente continua de la instalación es de 592,2V, de tal forma que la caída de tensión máxima permitida será de 8,9V.

Respecto a las dimensiones de los cables, en primer lugar, los que conectarán los 9 módulos en serie se dimensionarán para una longitud de 20 metros para unir los módulos, y otros 40 metros para unirse a las otras dos ramas en paralelo, haciendo un total de 60 metros de cable. Los cables que conectan las tres ramas en paralelo con el inversor se dimensionarán para un total de 100 metros, ya que el inversor se pretende instalar en la zona 1 del tejado.

Una vez obtenidos estos datos se procede a calcular la sección de ambos cables:

$$S_r = \frac{60m \times 7,69A}{45,5m/\Omega mm^2 \times 8,9V} = 1,14mm^2$$

$$S_{3r} = \frac{100m \times 23,06A}{45,5m/\Omega mm^2 \times 8,9V} = 5,69mm^2$$

Una vez calcula la sección del cableado, hay que escoger un valor normalizado, ya que no existen cables de todos los valores.

- Sección de las ramas: 1,5mm².
- Sección de la unión de ramas inversor: 6mm².

Una vez elegida la sección y sabiendo la corriente que circulará por los conductores, hay que comprobar que la corriente sea admitida por dicha sección. Para ello, en primer lugar, hay que identificar qué tipo de instalación es, que para este caso es del tipo B1 (*Conductores aislados en un conducto sobre una pared montaje superficial o empotrados en obra*). Incluyendo canales para la instalación, canaletas y conductos de sección no circular) [23].

El siguiente paso es consultar en la tabla 5, eligiendo el número del 1 al 12 en función del tipo de instalación, de si es trifásica, monofásica o bipolar y del tipo de aislamiento. En el caso de la instalación, es monopolar con aislamiento XLPE. Por lo que el número que le corresponde, siendo una instalación del tipo B1 es 10.

Tabla 5. Valor según el tipo de instalación, conductores i aislamiento. ITC-BT-19

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Por último, ha de consultarse en la tabla 6 la intensidad máxima admisible de los cables.

Tabla 6. Valores de intensidades máximas. ITC-BT-19

Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Para los cables de cada una de las ramas, la intensidad máxima admitida es de 20A, muy superior a la corriente máxima que circulará por ellos, y para los cables que unen las 3 ramas con el inversor, la intensidad máxima admitida es de 65A, también muy superior a la máxima intensidad que soportarán.

Por último, se calculará la cantidad total de cada tipo de cable que se necesita para la parte continua de la instalación:

- Cable 1: 1,5 mm² XLPE:

$$60m \times 27ramas = 1620m$$

- Cable 2: 6 mm² XLPE:

$$100m \times 9 tramos = 900m$$

3.6 Producción anual de la instalación.

El cálculo de la producción de energía se realizará mediante el programa, ya usado en apartado 3.2 para calcular el ángulo óptimo de inclinación, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [13].

Para poder calcular la producción de la instalación mediante el programa PVGIS, previamente se necesitan obtener una serie de datos, los cuales habrá que calcular:

- Potencia instalada: Potencia que el fabricante de los módulos fotovoltaicos declara que estos pueden producir bajo condiciones estándares de medida. En el caso de esta instalación la potencia pico se obtiene sumando la potencia pico de todos los módulos instalados:

$$P_p = 243 \times 400W = 97.200W_p = 97,2KW_p$$

- Inclinación: Ángulo que presentan los módulos respecto al plano horizontal. La inclinación de los módulos es finalmente de 38°.
- Ángulo Azimutal: Ángulo que presentan los módulos fotovoltaicos respecto a la dirección sur. En el caso de la instalación es de 32°.
- Pérdidas del sistema: Son todas aquellas pérdidas dentro del sistema que hacen que la potencia realmente entregada sea inferior a la potencia generada por los módulos fotovoltaicos. En este apartado se tendrán en cuenta las pérdidas en el cableado de la parte continua y alterna, las pérdidas en el inversor y las pérdidas por polvo o suciedad en las placas.

Cableado en alterna: En este proyecto no se ha dimensionado el cableado de la parte alterna de la instalación, sin embargo, según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) la caída de tensión máxima para edificios industriales no puede ser mayor al 5%, por lo que se va a suponer que la caída de tensión es del 3%. Dicho de otra forma, que eficiencia es del 97%.

Cableado en continua: Para hallar estas pérdidas, se puede utilizar la expresión usada para calcular la sección del cableado:

$$S = \frac{L \times I}{\gamma \times U} \Rightarrow U = \frac{L \times I}{\gamma \times S}$$

- o Cable 1:

$$U = \frac{L \times I}{\gamma \times S} = \frac{60m \times 6,15A}{45,5m/\Omega mm^2 \times 1,5mm^2} = 5,41V$$

$$5,41V / 592,2V = 0,91\%$$

El cable de las ramas tiene una eficiencia del 99,09%

- Cable 2:

$$U = \frac{L \times I}{\gamma \times S} = \frac{100m \times 18,45A}{45,5m/\Omega mm^2 \times 6mm^2} = 6,76V$$

$$6,76V / 592,2V = 1,14\%$$

El cable de unión entre las ramas y el inversor tiene una eficiencia del 98,86%.

El inversor de la instalación tiene una eficiencia máxima del 98,4%, sin embargo, como no es posible que esté funcionando en las condiciones óptimas, se va a suponer una eficiencia global del 97%.

Polvo y suciedad: El efecto del polvo y la suciedad depende, sobre todo, del lugar de emplazamiento de los módulos y de la frecuencia de las labores de mantenimiento. El valor típico de las pérdidas por este efecto está entre el 2 y el 8%. Se va a suponer un valor por pérdidas del 4%, o lo que es lo mismo, una eficiencia del 96%.

De tal forma que la eficiencia total de la instalación es la siguiente:

$$Eficiencia = 0,97 \times 0,9909 \times 0,9886 \times 0,97 \times 0,96 = 0,876 = 87,6\%$$

Por lo que, las pérdidas totales de la instalación son de 12,4%.

Una vez conseguidos estos datos sobre la instalación, ya se pueden introducir en el programa y calcular la producción anual de la instalación.

Potencia FV pico instalada [kWp]*	<input type="text" value="97,2"/>
Pérdidas sistema [%]*	<input type="text" value="12,4"/>
Opciones de montaje fijo	
Posición de montaje *	<input type="text" value="Integrado en el edificio"/>
Inclinación [°]*	<input type="text" value="38"/>
Azimut [°]*	<input type="text" value="-32"/>
	<input type="checkbox"/> Optimizar inclinación
	<input type="checkbox"/> Optimizar inclinación y azimut

Ilustración 34. Datos introducidos en PVGIS.

Con estos datos, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Resultados de la simulación con PVGIS

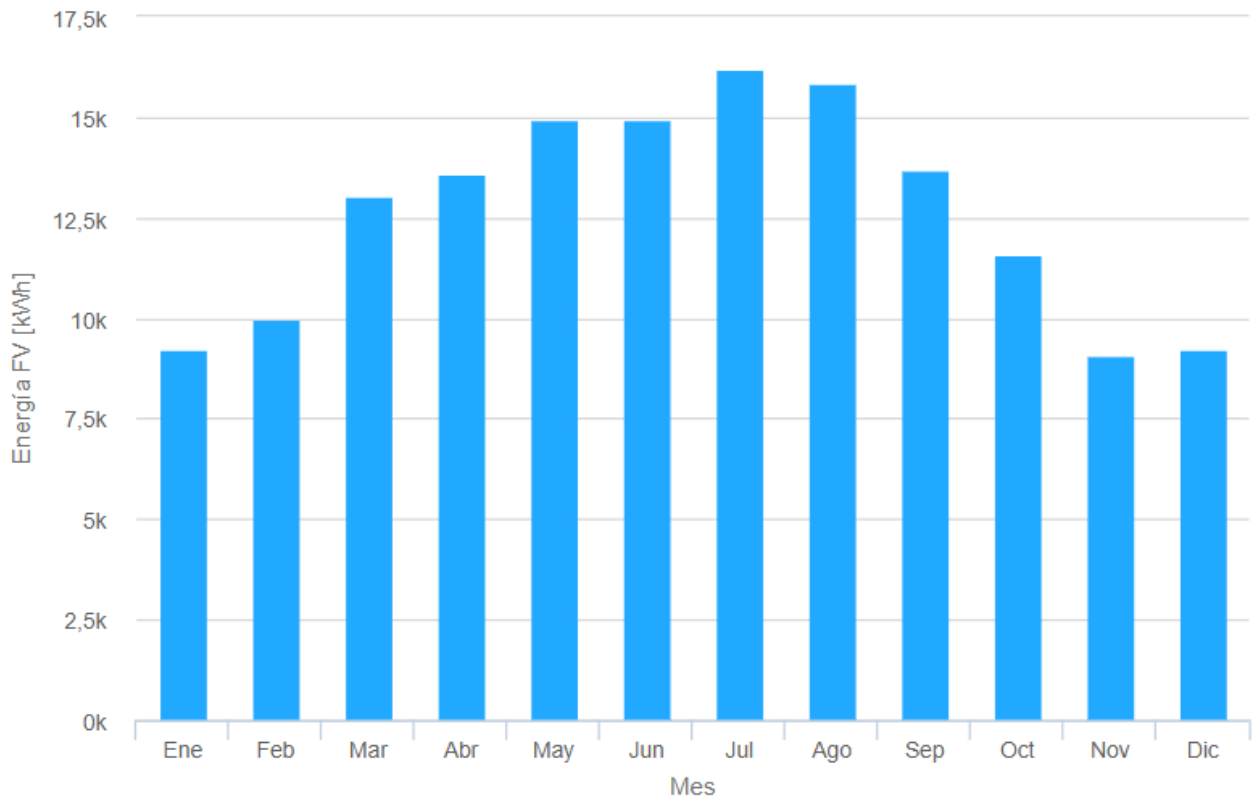
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]:	38
Ángulo de azimut [°]:	-32
Producción anual FV [kWh]:	151324,82
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2041,46
Variación interanual [kWh]:	4921,48
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2,59
Efectos espectrales [%]:	0,47
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-11,05
Pérdidas totales [%]:	-23,74

Como resultado de la simulación, la producción total anual que suministraría la instalación son **151.324,82KWh**.

Además, se ha desglosado la producción anual de la instalación por meses, sabiendo así en cada mes en concreto, cuanto se genera.

Tabla 8. Producción mensual de energía.

Mes	Producción (KWh)
Enero	9.242,06
Febrero	9.975
Marzo	13.027,38
Abril	13.613,34
Mayo	14.926,91
Junio	14.947,35
Julio	16.174,08
Agosto	15.835,71
Septiembre	13.683,68
Octubre	11.589,86
Noviembre	9.083,96
Diciembre	9.225,49



Gráfica 3. Producción mensual de la instalación.

3.7 Mantenimiento

El mantenimiento consiste en el conjunto de acciones necesarias para asegurar el funcionamiento constante de una instalación y con el mejor rendimiento energético posible, para garantizar la seguridad del edificio y la defensa del medioambiente. Los objetivos a conseguir en un correcto mantenimiento serían los siguientes [23]:

- Garantizar la seguridad de la instalación y mantener un servicio óptimo.
- Prolongar la vida útil de la instalación lo máximo posible.
- Prevenir gastos innecesarios debidos a perdidas o roturas en la instalación.

Como se indica en el código técnico de la edificación, se debe establecer un plan de mantenimiento formado por:

- Plan de vigilancia. El cual sirve para controlar que los valores de la instalación correspondes con los establecidos en el periodo de diseño. Han de realizarse controles visuales de los parámetros principales, tales como energía, tensión, intensidad, etc... A su vez, es importante realizar labores de limpieza de los módulos fotovoltaicos, así como lectura de contadores y comprobación con los datos ofrecidos por la empresa distribuidora de energía.
- Plan de mantenimiento. Éste debe de ser realizado por personal técnico competente que posea conocimientos sobre la tecnología solar y las instalaciones mecánicas. Esta instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se registren todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo.

A su vez, el plan de mantenimiento se dividirá en mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo se realiza antes de la aparición de la avería. Su objetivo es que se produzca el menor número posible de avería en la instalación, incrementando así, la vida útil de la instalación.

Este mantenimiento una revisión semestral en la que se realicen las siguientes actividades [23]:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos. Revisar su situación con respecto al diseño originar y comprobar el estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor. Lámparas de señalizaciones, funcionamiento, alarmas...
- Comprobación del estado mecánico de cables, terminales, pletinas, transformadores, ventiladores, extractores, uniones, reaprietes y limpieza.

Por último, respecto al plan de mantenimiento correctivo, según se indica en el *Pliego de condiciones técnicas* del IDAE, el responsable de mantenimiento atenderá el aviso en un plazo de 48h si la instalación solar no funciona, y en una semana si el fallo no afecta al sistema [23]. Las tareas de sustitución necesarias incluirán la visita a la instalación, un análisis y elaboración del presupuesto de mano de obra y materiales.

4 ESTUDIO ECONÓMICO

Este es uno de los apartados más importantes del proyecto, ya que, que la instalación fotovoltaica sea económicamente viable es uno de los objetivos del proyecto.

Se realizará un estudio económico sencillo de los primeros 25 años de la instalación, ya que es el periodo que dura la garantía de los módulos fotovoltaicos.

4.1 Presupuesto

En primer lugar, hay que calcular cuánto costará la instalación de los elementos del proyecto, ya que esto supondrá la inversión inicial.

En el apartado 3.3 Elección de elementos de la instalación, se han detallado los precios de la mayoría de componentes. Los elementos de los que no se ha mencionado el precio son: Las estructuras soporte y el cableado.

- Estructura soporte: 288€. Hay un total de 63 estructuras
- Cableado tipo 1 (1,5mm² XLPE): 0,2€/m. Hay un total de 1620m.
- Cableado tipo 2 (6mm² XLPE): 1€/m. Hay un total de 900m.

A continuación, se muestra el coste total de todos los elementos de la instalación.

Tabla 9. Coste de los elementos de la instalación.

Elemento	Coste unitario	Número de unidades	Total
Placas	360,00 €	243	87.480,00 €
Estructuras	288,00 €	63	18.144,00 €
Inversor	7.359,83 €	1	7.359,83 €
Contador bidireccional	179,95 €	1	179,95 €
Cables tipo 1	0,20 €	1620 m	324,00 €
Cables tipo 2	1,00 €	900 m	900,00 €
Total			114.387,78 €

Como se muestra en la tabla 9, el coste total de todos los elementos de la instalación asciende hasta los 114.387,78€. Sin embargo, la inversión inicial para la instalación no depende únicamente del coste de los componentes, ya que, también hay que tener en cuenta el coste de la instalación, del transporte y de la ingeniería de diseño. Estos costes se van a estimar como porcentajes sobre el total del costo de los componentes.

Tabla 10. Costes adicionales iniciales.

Concepto	Coste porcentual	Coste total
Instalación	10%	11.438,78 €
Transporte	0,50%	571,94 €
Ingeniería	2,50%	2.859,69 €
Total		14.870,41 €

En total, la inversión inicial necesaria para llevar a cabo el proyecto sería de **129.258,19€**. Que si se divide entre la potencia pico instalada de 97.200Wp, la instalación tiene un coste de 1,33€/Wp.

4.2 Estudio de la producción

Como se puede ver en el apartado 3.1 Consumo del edificio, la tarifa eléctrica para el edificio es del tipo 3.0A, la cual tiene 3 periodos de facturación a lo largo del día. Es por ello, que es necesario conocer la producción eléctrica de la instalación a lo largo del día y saber así a que periodo de facturación afecta.

Los periodos, como y se comentó en el apartado 3.1 son los siguientes:

- Punta: Es el periodo donde la energía es más cara.
 - o Entre las 11:00 y las 15:00 horas en verano.
 - o Entre las 18:00 y las 22:00 horas en invierno.
- Llano: Es el segundo periodo más caro.
 - o Entre las 08:00 y las 11:00 horas, y desde las 15:00 hasta las 24:00 horas en verano.
 - o Entre las 08:00 y las 18:00 horas, y desde las 22:00 hasta las 24:00 horas en invierno.
- Valle: Es periodo en el que la energía está más barata.
 - o Tanto en invierno como en verano, este periodo es desde las 00:00 hasta las 08:00 horas.

La época que se considera verano es de abril a octubre, y la época que se considera invierno es de noviembre a marzo.

Actualmente, las tarifas de cada periodo de la empresa de distribución que está contratada para el suministro eléctrico del edificio son las siguientes:

- Punta: 0,1278 €/KWh
- Llano: 0,145515 €/KWh
- Valle: 0,102056 €/KWh.

Pese a que el precio de la energía es mayor en el periodo llano, el precio de la potencia si que es mayor en el periodo punta.

A continuación, se va a estimar cuanta energía se produce en cada periodo:

- Verano. En verano se va a estimar que en el periodo valle se produce el 3% de la energía total, ya que amanece muy pronto, y de 7 a 8 de la mañana se puede generar una pequeña parte de la energía. El periodo punta, aunque solo sean 4 h, coincide con las horas de mayor radiación del día, por ello se estima que el 50% de la energía se generará en el periodo Punta. Y en el periodo llano, se generará el 47% de la energía producida por la instalación.

Tabla 11. Producción energética por periodos en verano.

Verano	Porcentaje	Total (KWh)
Punta	50%	50385,47
Llano	47%	47362,34
Valle	3%	3023,13
Total		100770,93

- Invierno. En invierno, en el periodo valle no habrá generación de energía, ya que amanece muy tarde y anoche muy pronto. En el periodo punta se generará mucha menos energía que en verano, ya que coincide con las últimas horas del día, por lo que se va a estimar que se produce el 20% de la energía. Y en el periodo llano se generará el 80%, ya que representa casi la totalidad de las horas de luz.

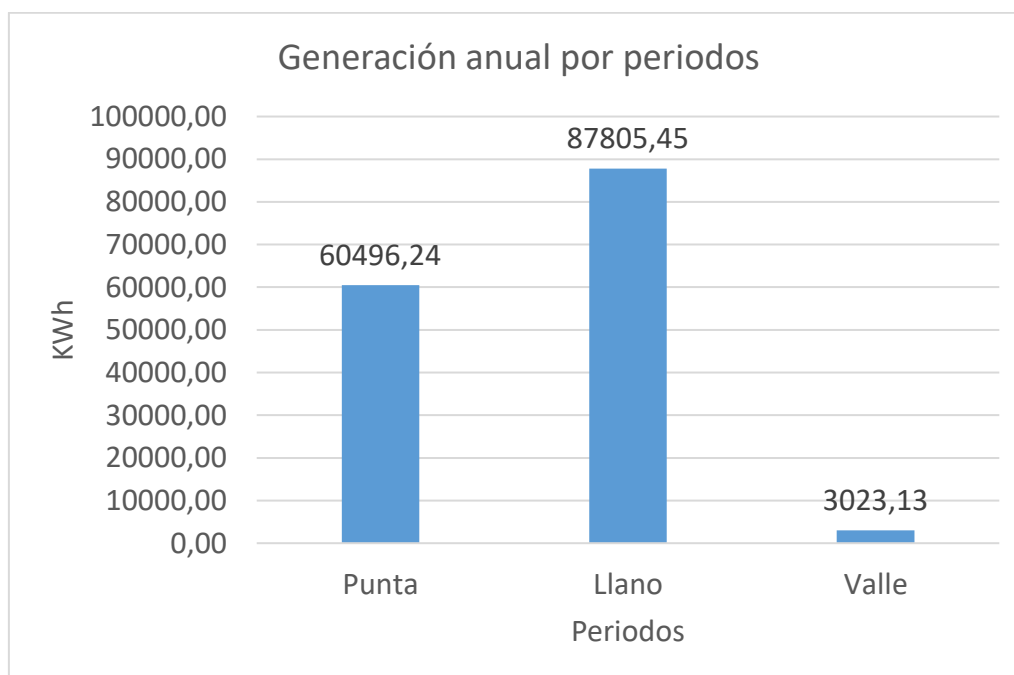
Tabla 12. Producción energética por periodos en invierno.

Invierno	Porcentaje	Total (KWh)
Punta	20%	10110,78
Llano	80%	40443,11
Valle	0%	0,00
Total		50553,89

De tal forma que la producción anual energética quedaría distribuida de la siguiente forma:

Tabla 13. Producción energética anual por periodos.

Anual	Porcentaje	Total (KWh)
Punta	40%	60496,24
Llano	58%	87805,45
Valle	2%	3023,13
Total		151324,82



Gráfica 4. Producción energética anual por periodos de facturación.

4.3 Ahorro previsto

Una vez calculado cual es la cantidad de energía que se genera en cada periodo se puede hacer la estimación del ahorro anual que le va a suponer a la empresa esta instalación, en la factura de electricidad.

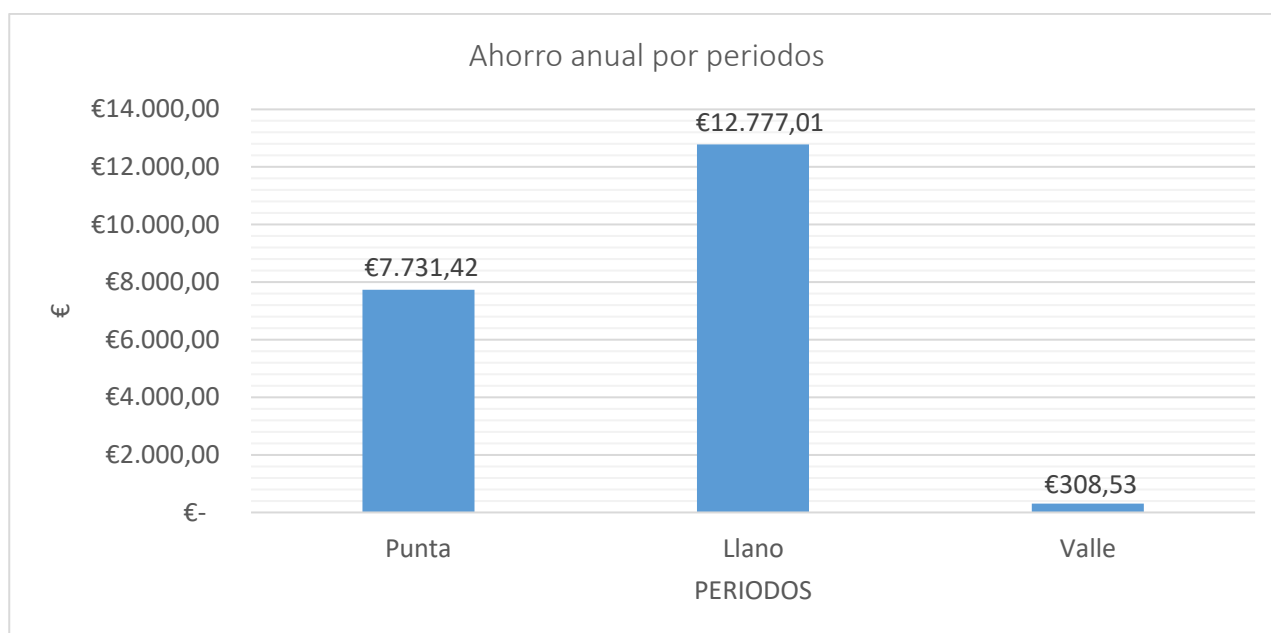
Para ello se necesitan los datos obtenidos en el apartado anterior, y el precio de la energía en cada uno de los periodos de facturación, los cuales, también están registrados en el apartado anterior.

En este apartado, ya que se pretende llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora de hacer un balance neto de energía, se va a suponer que la energía generada, si se es consumida o inyectada a la red represente el mismo ahorro económico.

Tabla 14. Ahorro anual por periodos de facturación.

Ahorro	Producción (KWh)	Precio (€/KWh)	Ahorro Total
Punta	60496,243	0,1278	7.731,42 €
Llano	87805,4491	0,145515	12.777,01 €
Valle	3023,1279	0,102056	308,53 €
Total			20.816,96 €

La instalación de este proyecto le supondría a la empresa propietaria del edificio un ahorro anual de 20.816,96€.



Gráfica 5. Ahorro anual por periodos de facturación.

4.4 Gastos de explotación y mantenimiento

En este apartado se tendrán en cuenta 2 partidas de gastos: Por un lado, los gastos de operación y mantenimiento, y por otro lado los gastos del seguro.

- Gastos de operación y mantenimiento. El coste de mantenimiento de una planta de 100KWp está entorno al 2% de los beneficios, o lo que es lo mismo, del ahorro. En este caso, ese 2% supone 420€.

El coste de mantenimiento se irá actualizando año a año según el IPC estimado.

- Gastos del seguro. El seguro de una instalación fotovoltaica de 100KWp suele estar entre los 500 y 600€ al año. Eligiendo el punto más desfavorable, se va estimar que el seguro tiene un coste de 600€ anuales.

Al igual que los gastos de mantenimiento, el coste del seguro irá actualizándose año a año según el IPC estimado.

A modo resumen, los gastos de explotación y mantenimiento del primer año serán estos:

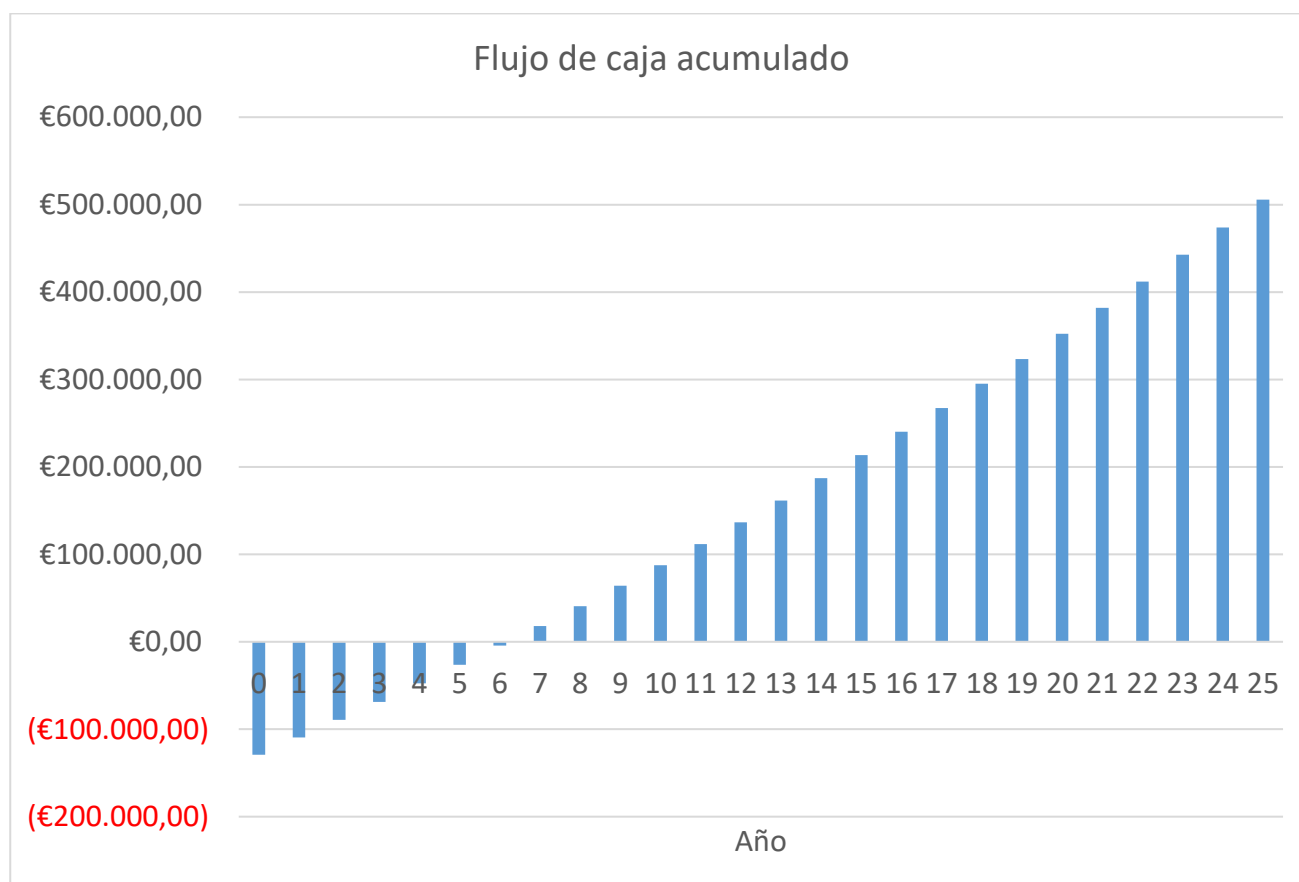
- Gastos de O&M: 420€
- Gasto del seguro: 600€
- Total: 1020€.

4.5 Balance económico

Una vez calculado el presupuesto, el ahorro económico previsto y los gastos de explotación, se va a realizar el estudio balance económico de los próximos 25 años. Antes de eso, hay que establecer una serie de criterios financieros:

- Para la financiación de la inversión inicial, se va a considerar que la empresa tiene suficiente capital para hacer frente a esta inversión, y no se va a solicitar ningún préstamo. De esta forma, estos gastos estarán representados en el año 0 del flujo de caja.
- Se va a considerar un IPC de 1,5% para la actualización de precios de operación y mantenimiento y los precios del seguro.
- Se va a considerar un IPC eléctrico para la actualización de precios de la electricidad del 2,5%.
- Índice de rendimiento de los módulos fotovoltaicos. La eficiencia de los módulos fotovoltaicos no es constante, sino que decrece año a año, por lo que se va a estimar que el rendimiento de los módulos es un 0,5% menor cada año con respecto al año anterior.
- El precio de la energía del primer año se va a calcular como la media ponderada, dividiendo el ahorro total entre la generación total.

Con todas estas estimaciones, se puede realizar el flujo de caja de los próximos 25 años.



Gráfica 6. Flujo de caja acumulado

Tabla 15. Flujo de caja de los primeros 25 años de la instalación.

Año	Producción anual (KWh)	Precio de la energía (€/KWh)	Total ahorro	Gastos O&M	Gastos Seguro	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0						-129.258,19€	-129.258,19 €
1	151.324,82	0,137564731	20.816,96 €	620,00 €	400,00 €	19.796,96 €	-109.461,23 €
2	150.568,20	0,141003849	21.230,70 €	629,30 €	406,00 €	20.195,40 €	-89.265,84 €
3	149.815,35	0,144528945	21.652,66 €	638,74 €	412,09 €	20.601,83 €	-68.664,01 €
4	149.066,28	0,148142169	22.083,00 €	648,32 €	418,27 €	21.016,41 €	-47.647,60 €
5	148.320,95	0,151845723	22.521,90 €	658,05 €	424,55 €	21.439,31 €	-26.208,29 €
6	147.579,34	0,155641866	22.969,52 €	667,92 €	430,91 €	21.870,69 €	-4.337,60 €
7	146.841,45	0,159532913	23.426,04 €	677,93 €	437,38 €	22.310,73 €	17.973,14 €
8	146.107,24	0,163521236	23.891,64 €	688,10 €	443,94 €	22.759,59 €	40.732,73 €
9	145.376,70	0,167609267	24.366,48 €	698,43 €	450,60 €	23.217,46 €	63.950,19 €
10	144.649,82	0,171799498	24.850,77 €	708,90 €	457,36 €	23.684,51 €	87.634,70 €
11	143.926,57	0,176094486	25.344,68 €	719,54 €	464,22 €	24.160,92 €	111.795,62 €
12	143.206,94	0,180496848	25.848,40 €	730,33 €	471,18 €	24.646,89 €	136.442,51 €
13	142.490,90	0,185009269	26.362,14 €	741,28 €	478,25 €	25.142,61 €	161.585,12 €
14	141.778,45	0,189634501	26.886,09 €	752,40 €	485,42 €	25.648,26 €	187.233,38 €
15	141.069,56	0,194375363	27.420,45 €	763,69 €	492,70 €	26.164,06 €	213.397,44 €
16	140.364,21	0,199234747	27.965,43 €	775,14 €	500,09 €	26.690,19 €	240.087,63 €
17	139.662,39	0,204215616	28.521,24 €	786,77 €	507,59 €	27.226,87 €	267.314,50 €
18	138.964,07	0,209321006	29.088,10 €	798,57 €	515,21 €	27.774,32 €	295.088,82 €
19	138.269,25	0,214554032	29.666,23 €	810,55 €	522,94 €	28.332,74 €	323.421,56 €
20	137.577,91	0,219917882	30.255,84 €	822,71 €	530,78 €	28.902,35 €	352.323,91 €
21	136.890,02	0,225415829	30.857,18 €	835,05 €	538,74 €	29.483,38 €	381.807,30 €
22	136.205,57	0,231051225	31.470,46 €	847,58 €	546,82 €	30.076,06 €	411.883,36 €
23	135.524,54	0,236827506	32.095,94 €	860,29 €	555,03 €	30.680,62 €	442.563,99 €
24	134.846,92	0,242748193	32.733,85 €	873,19 €	563,35 €	31.297,30 €	473.861,29 €
25	134.172,68	0,248816898	33.384,43 €	886,29 €	571,80 €	31.926,34 €	505.787,63 €

4.6 Rentabilidad

La rentabilidad de esta la inversión de esta instalación se va a analizar mediante el cálculo de varios indicadores financieros, los cuales son:

- Periodo de retorno de la inversión.
- VAN: Valor actual neto
- TIR: Tasa interna de retorno

4.6.1 Periodo de retorno de la inversión

Es un valor que indica el tiempo que se tardaría en recuperar el valor de la inversión inicial. Si el periodo de retorno es menor que el tiempo de explotación, no sería rentable.

Como se puede ver en la gráfica 6 o en la tabla 15, a partir del año número 7, el flujo de caja acumulado es positivo, lo cual, quiere decir, que desde ese año la inversión inicial ya se ha recuperado. Esto quiere decir que el periodo de retorno de la inversión es de 7 años, mucho menos que los 25 años que representan el periodo de explotación.

4.6.2 VAN

El valor actual neto de un proyecto es *“un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión”* [25]. Para ello, el VAN trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado.

Se calcula con la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Ilustración 35. Fórmula para calcular el VAN. [25]

- I_0 : Representa el valor de la inversión inicial. 129.258,19€.
- n : Representa el número de años. 25 años.
- F_t : Flujos de caja en cada periodo t .
- K : Tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión. Actualmente, este valor es muy volátil debido a la situación que se está atravesando por la pandemia del Covid, sin embargo, antes de la época Covid, el valor del bono español estaba al 2%, por ello se va a elegir un valor de 3%, siendo así más restrictivo.

En el caso de este proyecto el valor actual neto es de **299.787,32€**.

Dado que es positivo, significa que el proyecto es rentable.

4.6.3 TIR

La tasa interna de rentabilidad se define como *“la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto”* [26].

Este indicador aporta una medida relativa de la rentabilidad. También se define como el valor de la tasa de descuento que el haga que el VAN sea igual a 0.

Se expresa de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Ilustración 36. Expresión para calcular el TIR. [26]

En el caso de este proyecto, el TIR tiene un valor de **16,81%**, que es mayor que la tasa de interés elegida para calcular el VAN, por lo que esta instalación es rentable.

Tras haberse realizado el estudio económico detallado, se ha llegado a la conclusión que este proyecto es económicamente viable. Incluso, a pesar de las restricciones legales de los 100KWp para poder realizar vertidos a la red, en un futuro debería estudiarse el aumento de producción energética, aprovechando todo el espacio sin utilizar del tejado de la nave, y pudiendo así aumentar el VAN de la instalación.

5 PLANOS

5.1 Índice de planos

- A400. Edificio de la instalación.
- A401. Ángulo Azimutal.
- A402. Colocación de los módulos.
- A403. Conexión de los módulos
- A404. Inversor y cuadro de conexión.

1

2

3

4

A

A

B

B

C

C


D

D

E

E



MATERIAL	-	 
TOLERANCIA	-	
	NOMBRE	FECHA
DIBUJADO	Cesáreo Martín-Sanz	07/08/21
COMPROBADO	Luis Javier Mata	10/08/19
ESCALA: 1:1100	FIRMA: 	

Proyecto de fin de máster

Edificio de la instalación

I.C.A.I.

Nº DE LÁMINA:

A400

1

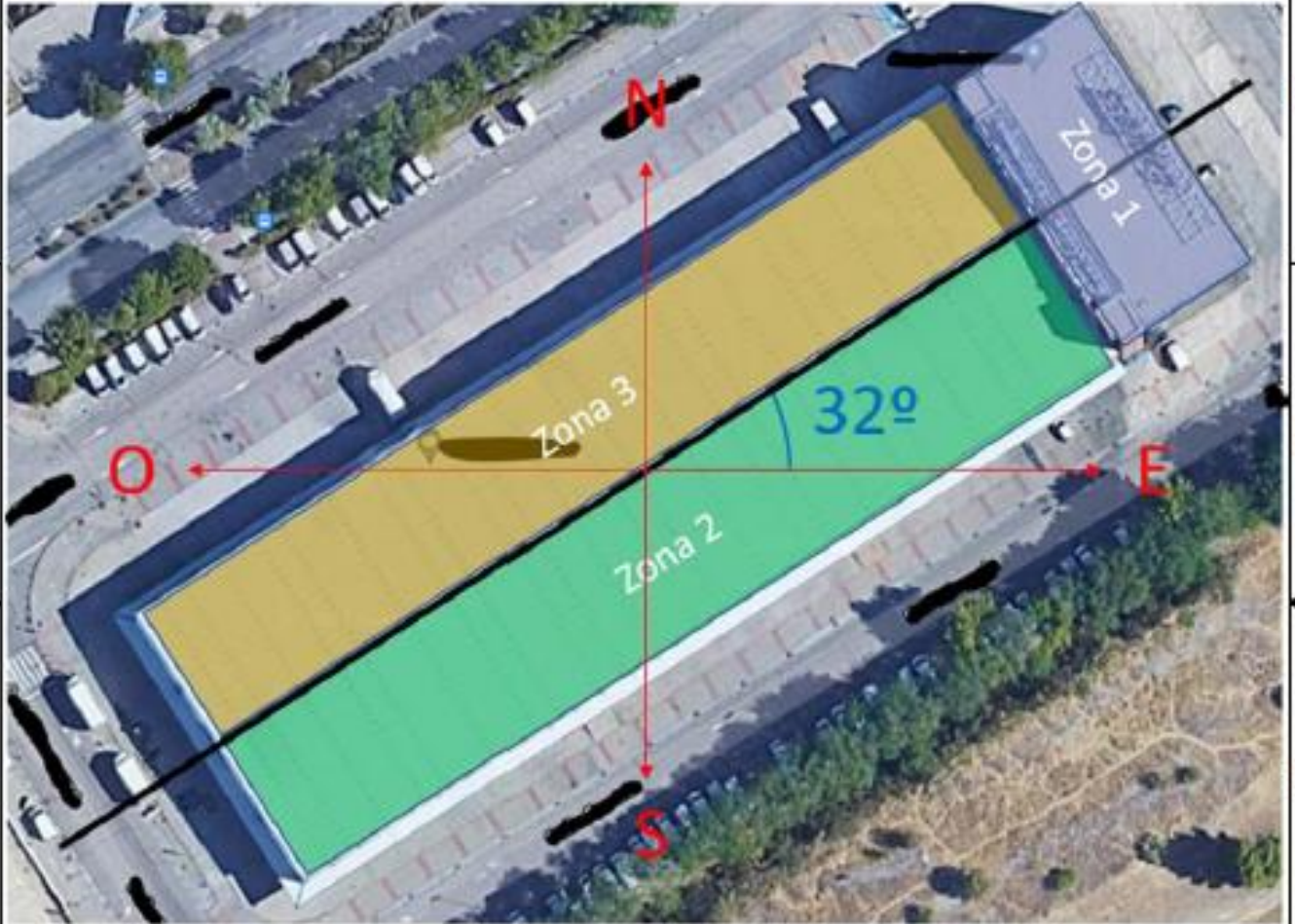
2


3

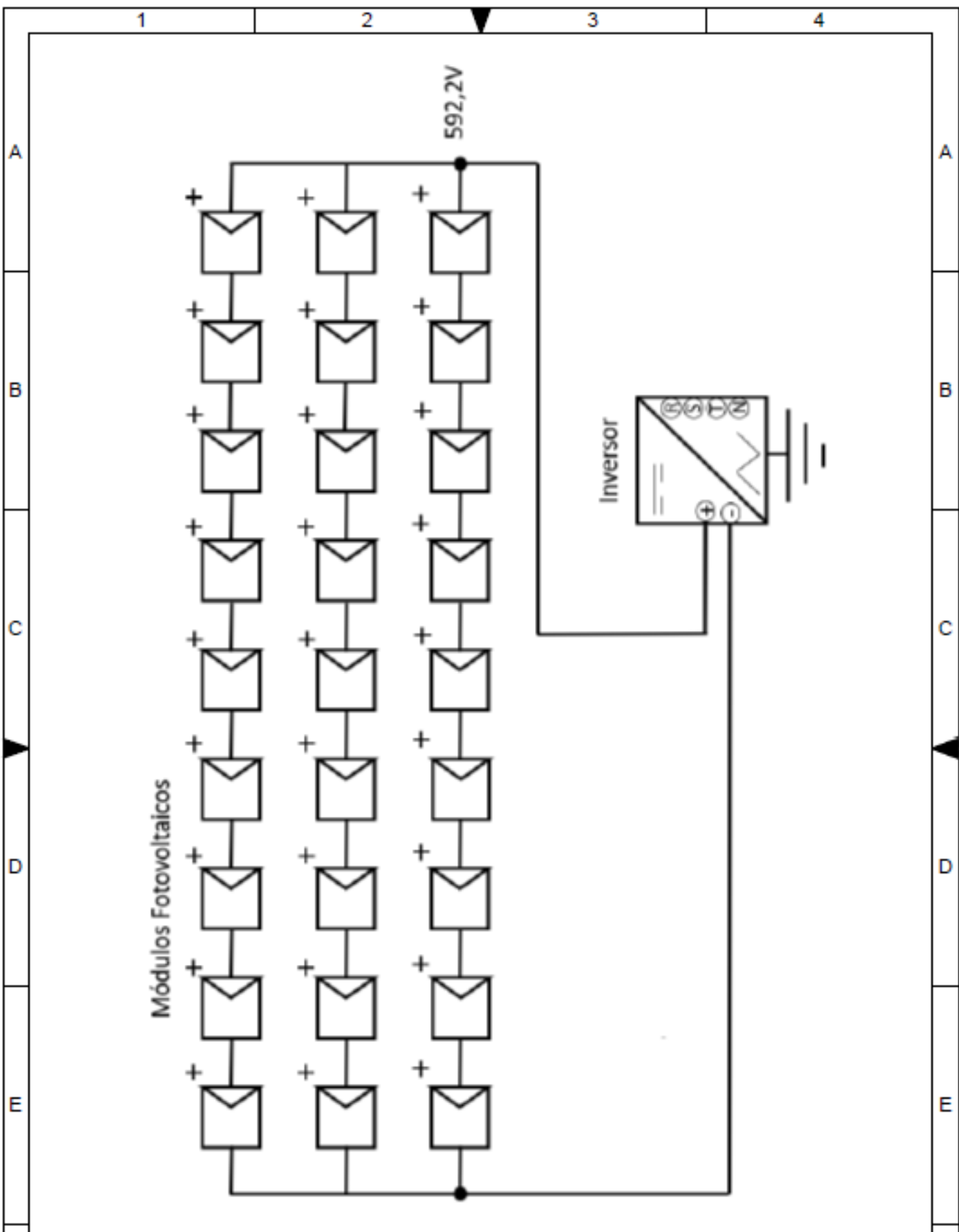
4

F

F



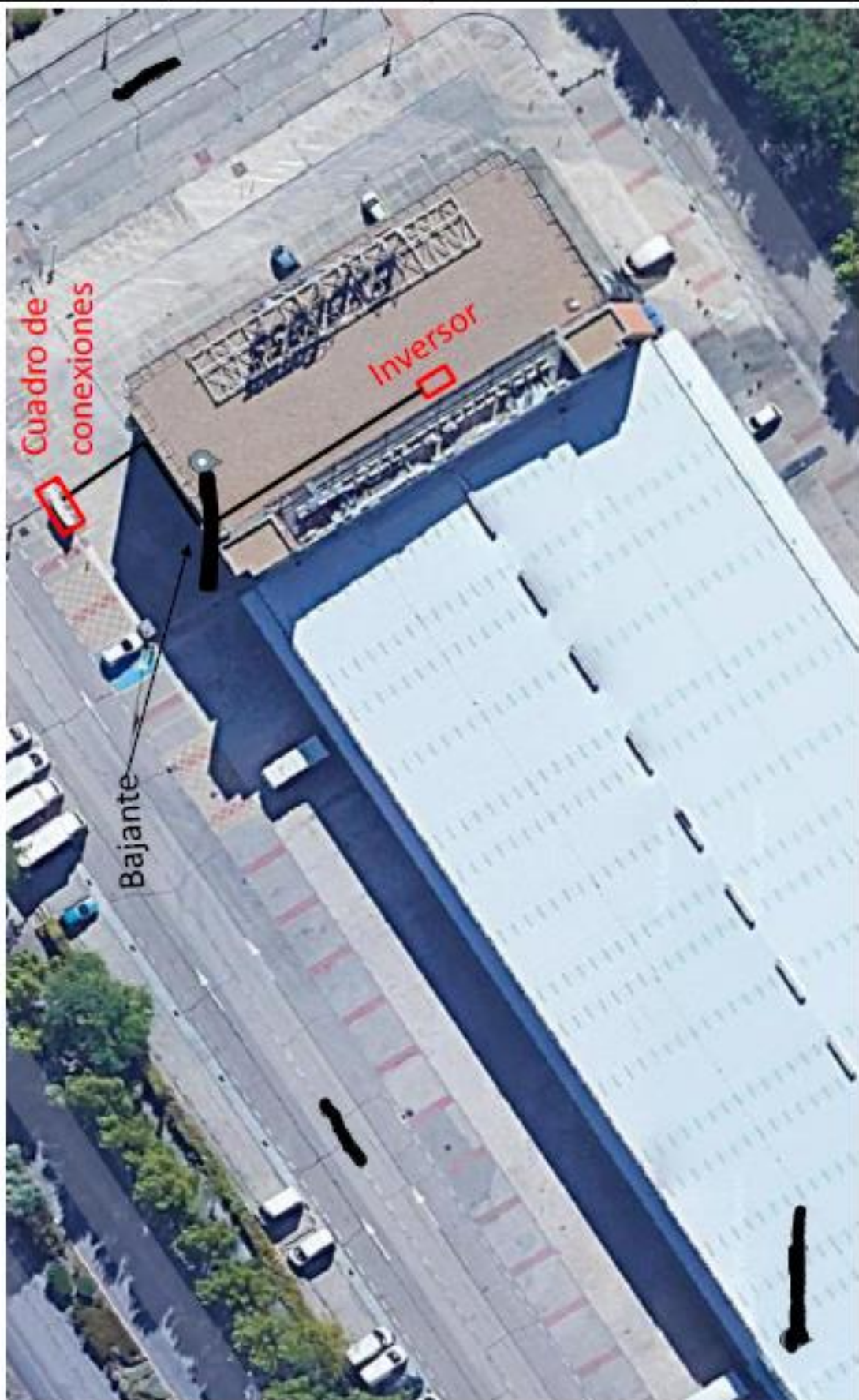
MATERIAL	-		Proyecto de fin de máster	
TOLERANCIA	-		Ángulo Azimutal	
	NOMBRE	FECHA		
DIBUJADO	Cesáreo Martín-Sanz	07/08/21		
COMPROBADO	Luis Javier Mata	10/08/19		
ESCALA:	FIRMA:		I.C.A.I.	Nº DE LÁMINA:
1:1100				A400



Módulos Fotovoltaicos

MATERIAL	-		Proyecto de fin de máster	
TOLERANCIA	-		Conexión de los módulos	
F	DIBUJADO	NOMBRE	FECHA	F
	COMPROBADO	Cesáreo Martín-Sanz	07/08/21	
	ESCALA:	FIRMA:		
		<i>Cesáreo</i>		
			I.C.A.I.	Nº DE LÁMINA: A403

SOLID EDGE AI MIC COPY



MATERIAL	-	
TOLERANCIA	-	
	NOMBRE	FECHA
F DIBUJADO	Cesáreo Martín-Sanz	07/08/21
COMPROBADO	Luis Javier Mata	10/08/19
ESCALA:	FIRMA:	


Proyecto de fin de máster	
Inversor y cuadro de conexión	
I.C.A.I.	Nº DE LÁMINA: A404

6 ANEXOS


6.1 Anexo 1. Ficha técnica módulo solar MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM)

SUNPOWER | MAXEON


Básicamente diferentes. Y mejores.



Contacto trasero



Marco negro de la lámina trasera blanca



Residencial



MAXEON 3

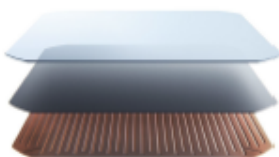
RANGO DE POTENCIA: 390-400 W | EFICIENCIA: hasta un 22,6%

Parte de la línea de productos SunPower Maxeon, que bate récords, el panel solar SunPower Maxeon 3 ofrece a los propietarios de viviendas la mayor eficiencia disponible en el mercado actual, maximizando la producción de energía a largo plazo, así como el potencial de ahorro por espacio disponible.¹

Los paneles SunPower Maxeon, mundialmente conocidos por sus ventajas en cuanto a producción y ahorro de energía, combinan una eficiencia y fiabilidad inigualables con una garantía líder en el sector y una vida útil estimada de 40 años.^{2,3,4}

Tecnología de células solares SunPower Maxeon

- Tecnología de probada eficacia en 3500 millones de células despachadas
- La tecnología solar más eficiente comercializada¹
- La única célula solar con una base de metal sólido, que proporciona protección patentada contra roturas y corrosión



sunpower.maxeon.com/es

Máximos ahorro y energía a lo largo de su vida útil

El panel solar SunPower Maxeon 3 está diseñado para proporcionar un 35 % más de energía en el mismo espacio durante 25 años en condiciones reales, como periodos de sombra parcial y altas temperaturas.^{5,6,7}

Un mejor producto. Una mejor garantía.

La Garantía de paneles de total confianza de SunPower a 25 años está respaldada por pruebas y datos de campo de más de 30 millones de paneles SunPower Maxeon desplegados, y una tasa demostrada de devolución de paneles en garantía del 0,005 %.⁸



- | | |
|--|-------|
| • Potencia mínima garantizada en el año 1 | 98,0% |
| • Degradación máxima anual | 0,25% |
| • Potencia mínima garantizada en el año 25 | 92,0% |

Liderazgo en fabricación sostenible

Los paneles SunPower Maxeon, y las instalaciones en las que se fabrican, suben el listón en cuanto a responsabilidad medioambiental y social. A continuación incluimos los aspectos más destacados de las certificaciones y reconocimientos recibidos por algunos de nuestros productos y centros de fabricación.



Declare.



Landfill-Free Facility
NSF P445



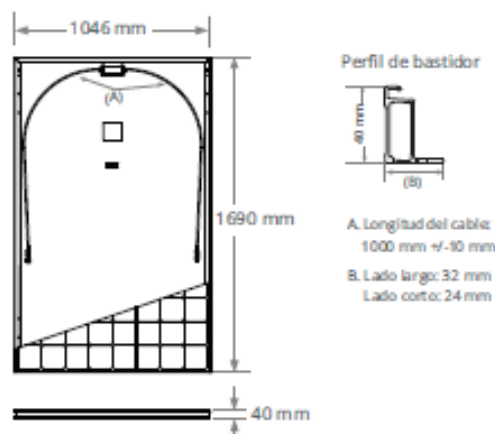
MAXEON 3 POTENCIA: 390-400 W | EFICIENCIA: hasta un 22,6%

Datos eléctricos			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Potencia nominal (P _{nom}) ¹	400 W	395 W	390 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,3%	22,1%
Tensión nominal (V _{mpp})	65,8 V	65,1 V	64,5 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,08 A	6,07 A	6,05 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})(+/-3)	75,6 V	75,4 V	75,3 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc})(+/-3)	6,58 A	6,56 A	6,55 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% mV / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% mA / °C		

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar ¹⁰	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV

Pruebas y certificaciones de sostenibilidad	
Etiqueta Declare IFU	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ¹³
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ¹³
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM. ¹⁴
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Moxeon Gen III monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflejante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MCA), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ¹¹	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado negro de clase 1 (máxima calificación AAMA)



Lea la guía de instalación y seguridad.

1 Según un análisis de las fichas técnicas en los sitios web de los 20 principales fabricantes realizado por IHS en enero de 2020.

2 Jordan et. al. Metodología y aplicación sobre la degradación de células fotovoltaicas robustas. PVSC 2018.

3 Dato basado en la revisión de garantías en los sitios web de los 20 principales fabricantes por parte de IHS 2019, realizada en octubre de 2019.

4 Documento técnico de SunPower "Módulos SunPower con una vida útil de 40 años". 2013.

5 El panel SunPower 400 W tiene el 22,6 % de eficiencia en comparación con un panel convencional en matrices del mismo tamaño (PERC monocristalino de 310 W, 19 % de eficiencia, aprox. 1,64 m²)

6 "Estudio de sombras de SunPower" de PV Evolution Labs, 2013. Comparado con un panel de contacto frontal convencional.

7 Datos de los coeficientes de temperatura ofrecidos en las fichas técnicas de los fabricantes en 2020.

8 Los paneles de SunPower tienen menos de 50 piezas defectuosas por millón, o un 0,005 %, en más de 15 millones de paneles vendidos - Fuente: Documento técnico de SunPower, 2019.

9 Condiciones de prueba estándar (irradiación de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Intensidad según SOMS, tensión según IACCS FF.

10 Calificación antincendios de clase C según IEC 61730.

11 Factor de seguridad 1.5 incluido.

12 Los paneles SunPower Maxeon DC fueron los primeros en recibir el sello International Living Future Institute Declare Label en 2016.

13 Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/corecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation. Cradle to Cradle Certified™ Bronze. Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

14 Los paneles Maxeon pueden contribuir a obtener puntos en las categorías de materiales y recursos LEED y para la certificación BREEAM.

Diseñado en Estados Unidos por SunPower Corporation

Fabricado en Filipinas (células)

Montado en México (módulos)

Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2020 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados. Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

sunpower.maxeon.com/es

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

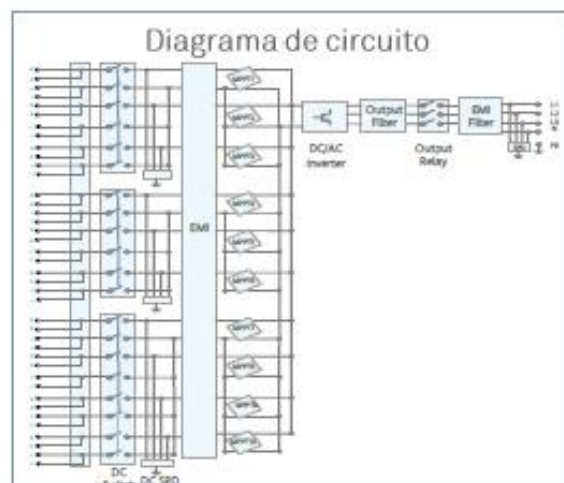
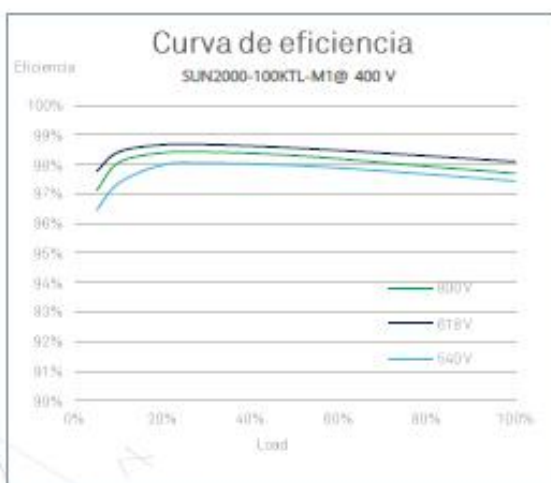
536423 REV B / AA_ES
Fecha de publicación: Septiembre 2020

6.2 Anexo 2. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW

SUN2000-100KTL-M1
Inversor de String Inteligente



- 
10
Seguidores MPP
- 
98.8%
Máx. Eficiencia
- 
 Monitorización a nivel de string
- 
 Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido
- 
 Detección de corriente residual integrada
- 
 Diseño sin fusibles
- 
 Protección contra sobretensiones DC y AC
- 
IP66
Protección



Preliminary Version

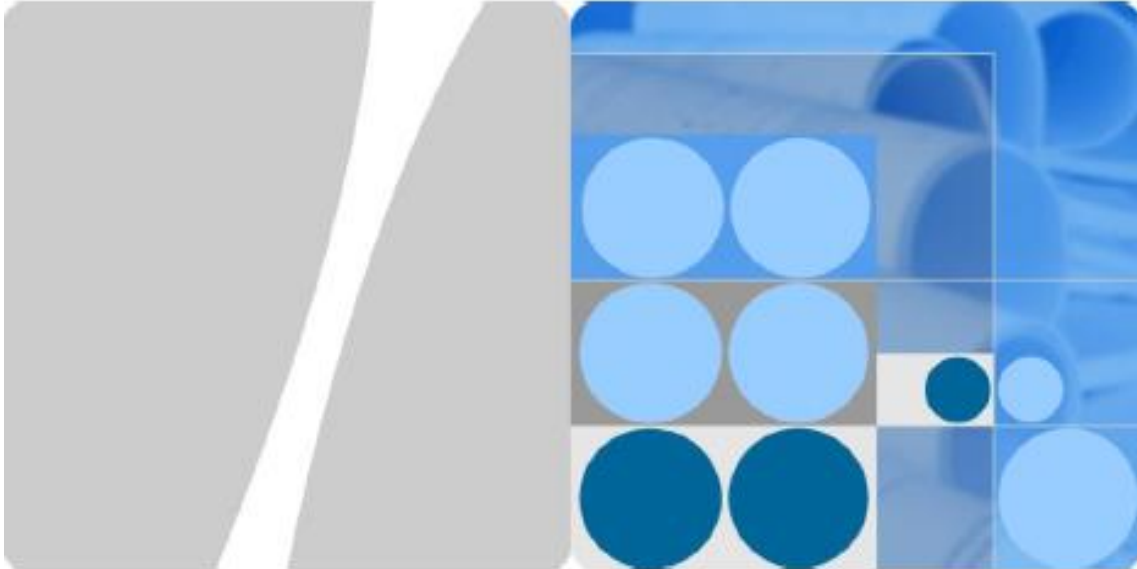
Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Preliminary Version

SOLAR.HUAWEI.COM

6.3 Anexo 3. Guía técnica de la instalación del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW



SUN2000-(100KTL, 110KTL, 125KTL) Series Quick Guide

Issue: 05
Part Number: 31500ARJ
Date: 2019-11-19

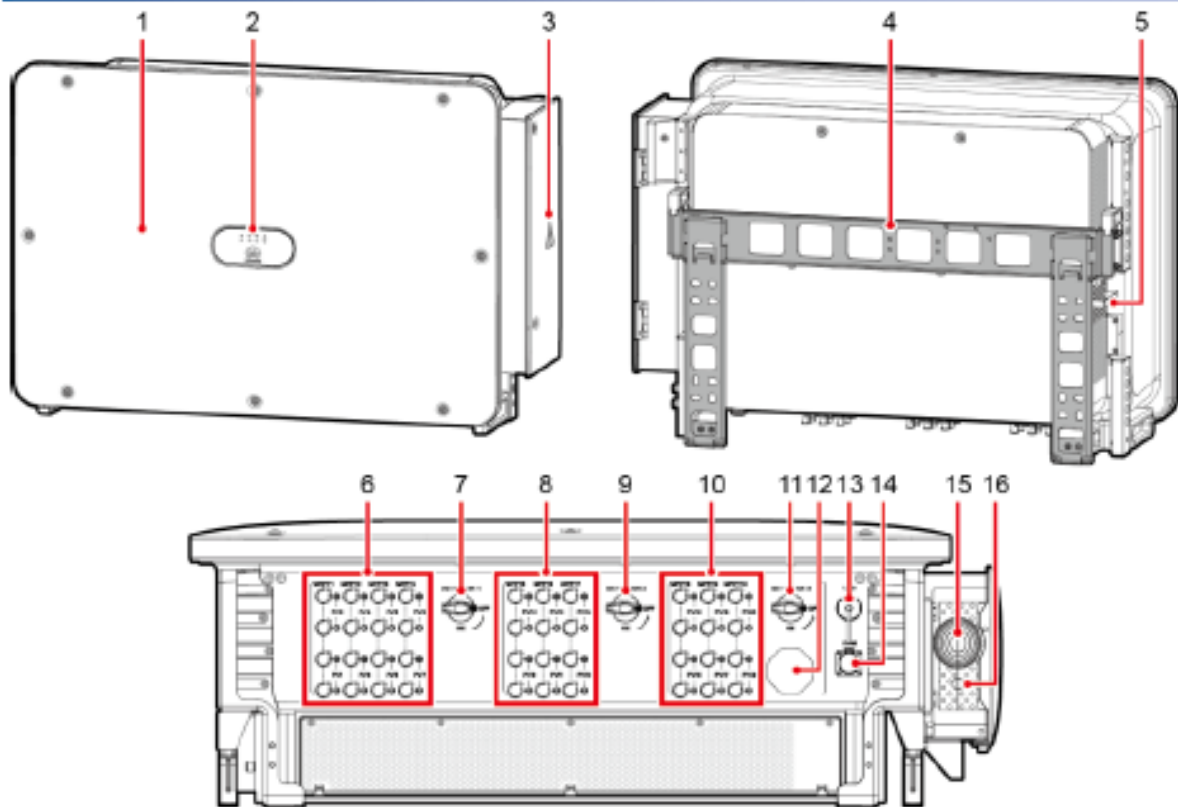
HUAWEI TECHNOLOGIES CO., LTD.



NOTICE

- The information in this document is subject to change without notice. Every effort has been made in the preparation of this document to ensure accuracy of the contents, but all statements, information, and recommendations in this document do not constitute a warranty of any kind, express or implied.
- Only certified electricians are allowed to operate the device. Operation personnel should understand the composition and working principles of the grid-tied PV power system and local regulations.
- Before installing the device, read the user manual carefully to get familiar with product information and safety precautions. Huawei shall not be liable for any consequences caused by the violation of the storage, transportation, installation, and operation regulations specified in this document and the user manual.
- Use insulated tools when installing the device. For personal safety, wear proper personal protective equipment (PPE).

1 Overview



IS12W00010

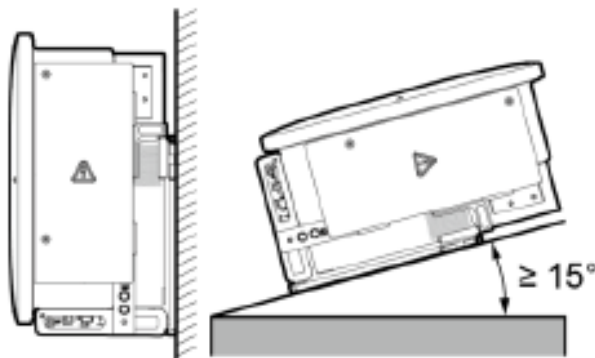
- | | |
|---|---|
| (1) Panel | (2) LED indicators |
| (3) Maintenance compartment door | (4) Mounting bracket |
| (5) External fan tray | (6) DC input terminal group 1 (PV1–PV8, controlled by DC SWITCH 1) |
| (7) DC switch 1 (DC SWITCH 1) | (8) DC input terminal group 2 (PV9–PV14, controlled by DC SWITCH 2) |
| (9) DC switch 2 (DC SWITCH 2) | (10) DC input terminal group 3 (PV15–PV20, controlled by DC SWITCH 3) |
| (11) DC switch 3 (DC SWITCH 3) | (12) Ventilation valve |
| (13) USB port (USB) | (14) Communications port (COM) |
| (15) Hole for the AC output power cable | (16) Hole for the tracking system power cable |

1

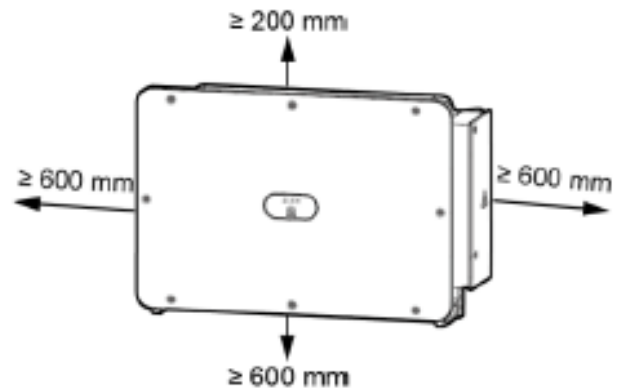
Copyright © Huawei Technologies Co., Ltd. 2019. All rights reserved.

2 Installation Requirements

Angle



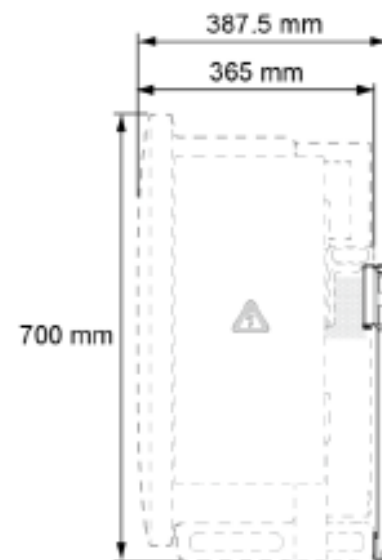
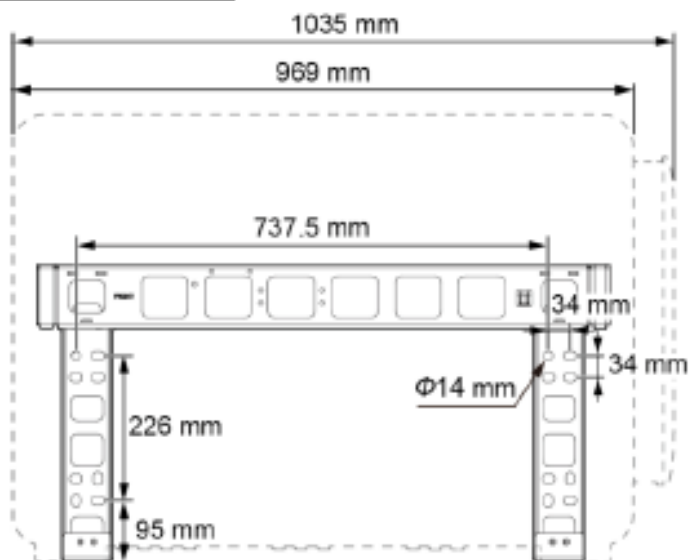
Space



IS12W00009

Recommended: $600 \text{ mm} \leq \text{Bottom space} \leq 730 \text{ mm}$

Dimensions

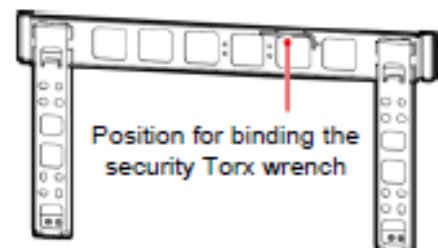


IS12W00011

3 Installing a Solar Inverter

NOTE

- This quick guide describes how to install a solar inverter on a support. For details about wall-mounted installation, see the user manual.
- The M12x40 bolt assemblies are delivered with the solar inverter. If the bolt assembly length does not meet the installation requirements, prepare M12 bolt assemblies by yourself and use them together with the delivered M12 nuts.
- Before installing the mounting bracket, remove the security Torx wrench and set it aside.

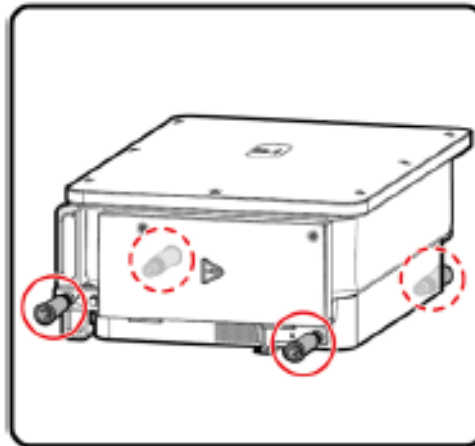


IS12W00012

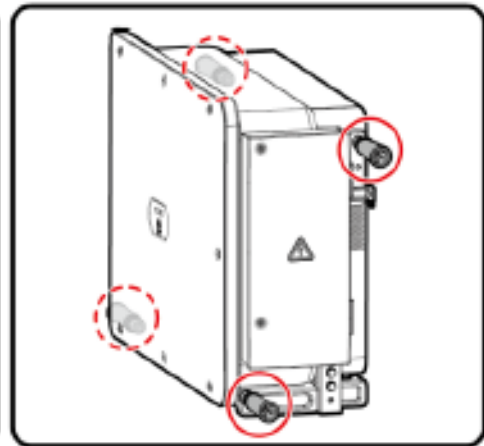
NOTICE

Use the handles to facilitate installation. Handles are optional and delivered separately. Ensure that the handles are securely installed. After the installation is complete, remove the handles and set them aside.

Installation Positions of Handles During Transportation

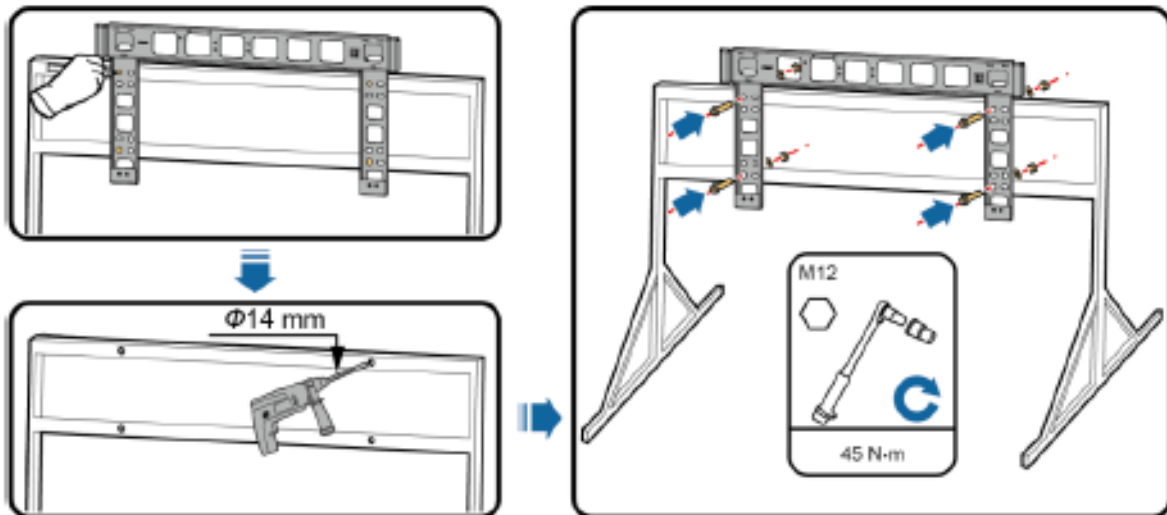


Installation Positions of Handles During Installation



IS12W00013

1. Install the mounting bracket.



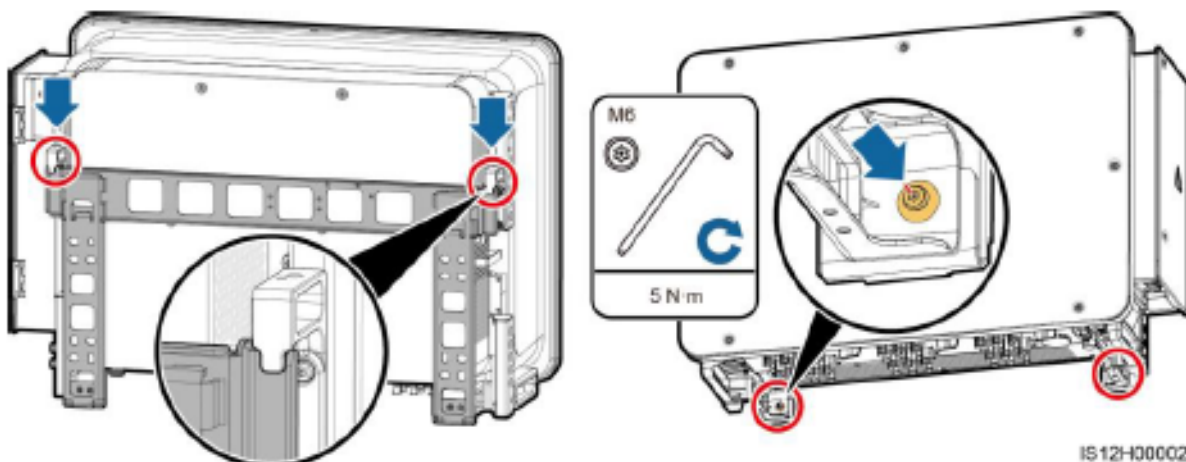
IS12H00001

NOTE

It is recommended that anti-rust measures be taken on the positions for drilling holes.

2. Install the solar inverter onto the mounting bracket.

3. Tighten security Torx screws.



IS12H00002

4 Connecting Cables

NOTICE

- Connect cables in accordance with the local installation laws and regulations.
- To prevent poor cable connection due to overstress, leave enough slack before connecting the cables to the appropriate ports.

4.1 Preparations

NOTE

S and S_p are the conductor cross-sectional areas of AC power cables and PE cables respectively.

3-pin Model (125KTL) Cable Description

No.	Cable	Type	Recommended Conductor Cross-Sectional Area	Outer Diameter
1	PE cable	Outdoor cable and M10 OT/DT terminals	$S_p \geq S/2$	N/A
2	Tracking system power cable	Three-core outdoor copper cable with dual-layer protection	10 mm ²	15–18 mm
3	AC output power cable (multi-core)	<ul style="list-style-type: none"> • If you connect a ground cable to the ground point on the chassis shell, you are advised to use a three-core (L1, L2, and L3) outdoor cable and M12 OT/DT terminals (L1, L2, and L3). • If you connect a ground cable to the ground point in the maintenance compartment, you do not need to prepare a PE cable but are advised to use a four-core (L1, L2, L3, and PE) outdoor cable, M12 OT/DT terminals (L1, L2, and L3), and M10 OT/DT terminals (PE). 	<ul style="list-style-type: none"> • Copper cable <ul style="list-style-type: none"> – S: 95–185 mm² – $S_p \geq S/2$ • Aluminum alloy cable or copper-clad aluminum cable: <ul style="list-style-type: none"> – S: 120–240 mm² – $S_p \geq S/2$ 	24–66 mm
	AC output power cable (single-core)	You are advised to use a single-core outdoor cable and M12 OT/DT terminals.	<ul style="list-style-type: none"> • Copper cable <ul style="list-style-type: none"> – S: 95–185 mm² • Aluminum alloy cable or copper-clad aluminum cable: <ul style="list-style-type: none"> – S: 120–240 mm² 	14–32 mm
4	DC input power cable	PV cable that meets the 1100 V standard	4–6 mm ²	5.5–9 mm
5	RS485 communications cable	Outdoor shielded twisted pair that meets the local standard	0.25–1 mm ²	<ul style="list-style-type: none"> • One or two communications cables: 4–11 mm • Three communications cables: 4–8 mm

The value of S_p is valid only if the conductors of the PE cable and AC power cable use the same material. If the materials are different, ensure that the conductor of the PE cable with a proper cross-sectional area produces a conductance equivalent to that of the cable specified in the table.

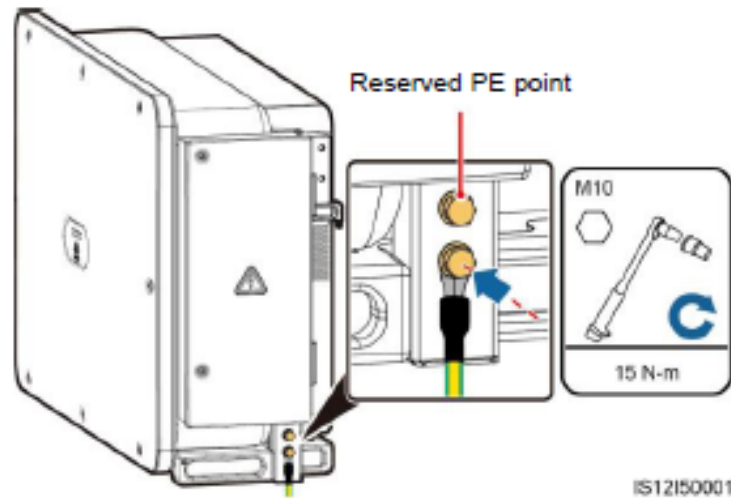
4-pin Model (100KTL/110KTL) Cable Description

No.	Cable	Type	Recommended Conductor Cross-Sectional Area	Outer Diameter
1	PE cable	Outdoor cable and M10 OT/DT terminal	$S_p \geq S/2$	N/A
2	Tracking system power cable	Three-core outdoor copper cable with dual-layer protection	10 mm ²	15–18 mm
3	AC output power cable (multi-core)	<ul style="list-style-type: none"> If you connect a ground cable to the ground point on the chassis shell and the neutral wire is not used, you are advised to use a three-core (L1, L2, and L3) outdoor cable and M12 OT/DT terminals (L1, L2, and L3). If you connect a ground cable to the ground point in the maintenance compartment and the neutral wire is not used, you are advised to use a four-core (L1, L2, L3, and PE) outdoor cable, M12 OT/DT terminals (L1, L2, and L3), and M10 OT/DT terminals (PE). If you connect a ground cable to the ground point on the chassis shell and the neutral wire is used, you are advised to use a four-core (L1, L2, L3, and N) outdoor cable and M12 OT/DT terminals (L1, L2, L3, and N). If you connect a ground cable to the ground point in the maintenance compartment and the neutral wire is used, you are advised to use a five-core (L1, L2, L3, N, and PE) outdoor cable, M12 OT/DT terminals (L1, L2, L3, and N), and M10 OT/DT terminals (PE). 	<ul style="list-style-type: none"> Copper cable <ul style="list-style-type: none"> S: 95–185 mm² $S_p \geq S/2$ Aluminum alloy cable or copper-clad aluminum cable: <ul style="list-style-type: none"> S: 120–240 mm² $S_p \geq S/2$ 	24–66 mm
	AC output power cable (single-core)	You are advised to use a single-core outdoor cable and M12 OT/DT terminals.	<ul style="list-style-type: none"> Copper cable <ul style="list-style-type: none"> S: 95–185 mm² Aluminum alloy cable or copper-clad aluminum cable: <ul style="list-style-type: none"> S: 120–240 mm² 	14–32 mm
4	DC input power cable	PV cable that meets the 1100 V standard	4–8 mm ²	5.5–9 mm
5	RS485 communications cable	Outdoor shielded twisted pair that meets the local standard	0.25–1 mm ²	<ul style="list-style-type: none"> One or two communications cables: 4–11 mm Three communications cables: 4–8 mm
The value of S_p is valid only if the conductors of the PE cable and AC power cable use the same material. If the materials are different, ensure that the conductor of the PE cable with a proper cross-sectional area produces a conductance equivalent to that of the cable specified in the table.				

4.2 Installing a PE Cable

NOTE

- It is recommended that the PE cable of the solar inverter be connected to a nearby ground point. Connect the PE points of all solar inverters in the same array to ensure equipotential connections to PE cables.
- To enhance the corrosion resistance of a ground terminal, you are advised to apply silica gel or paint on it after connecting the PE cable.



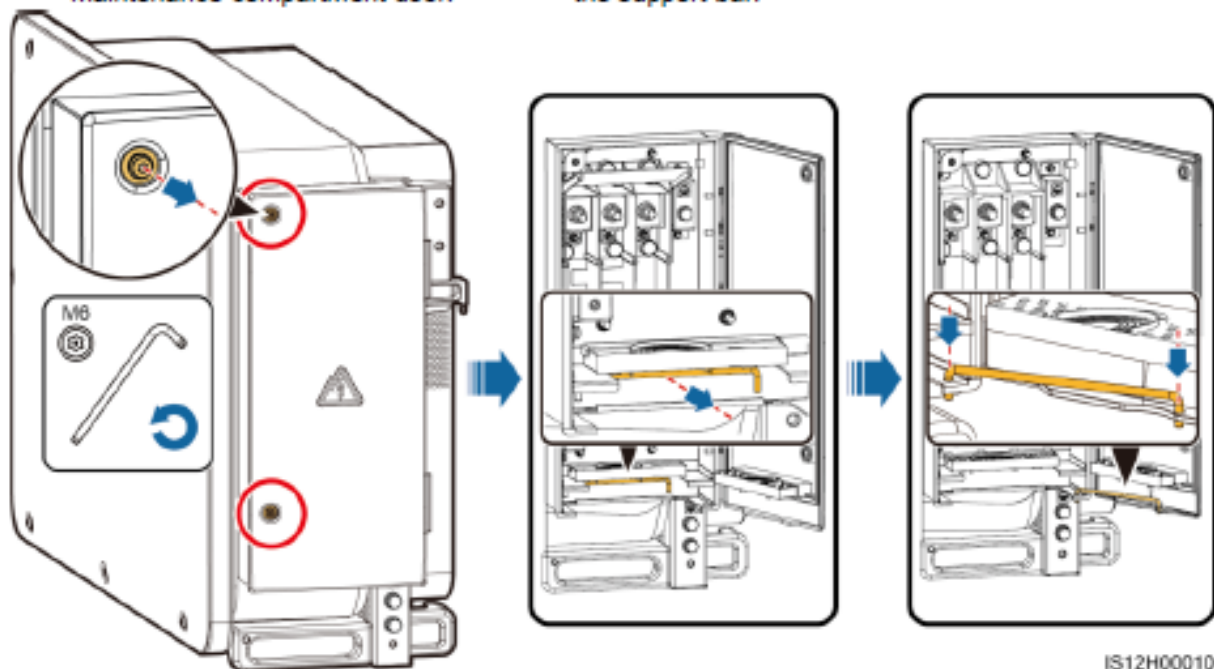
4.3 Opening the Maintenance Compartment Door

WARNING

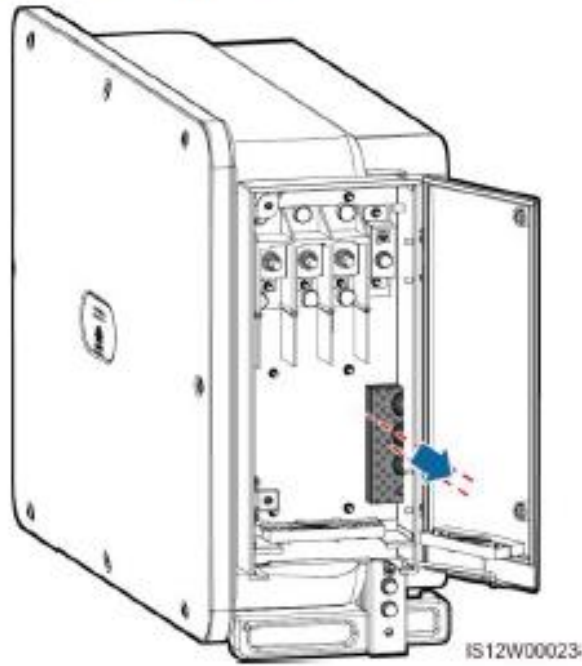
- Do not open the panel of the solar inverter.
- Before opening the maintenance compartment door, turn off the downstream AC output switch and three DC switches at the bottom.
- Do not open the maintenance compartment door in rainy or snowy days. If you have to, take protective measures to prevent rain or snow from entering the maintenance compartment.
- Do not leave unused screws in the maintenance compartment.

1. Loosen the screws on the maintenance compartment door.

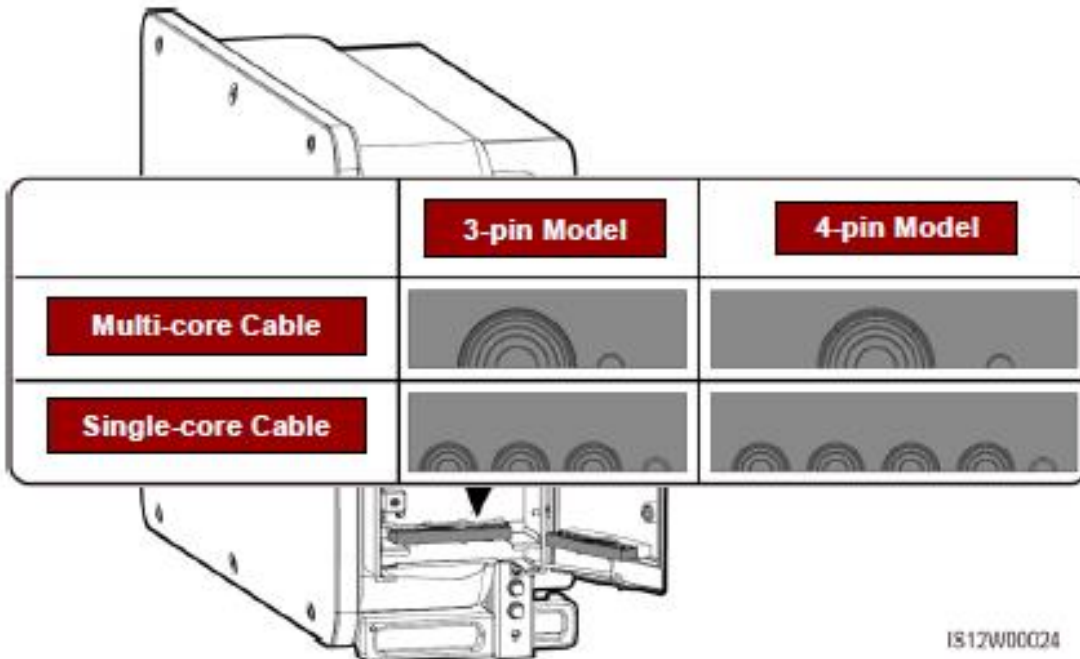
2. Open the maintenance compartment door and adjust the support bar.



3. Remove the accessories and set them aside.



4. Select a crimping module according to the type of the AC output power cable.

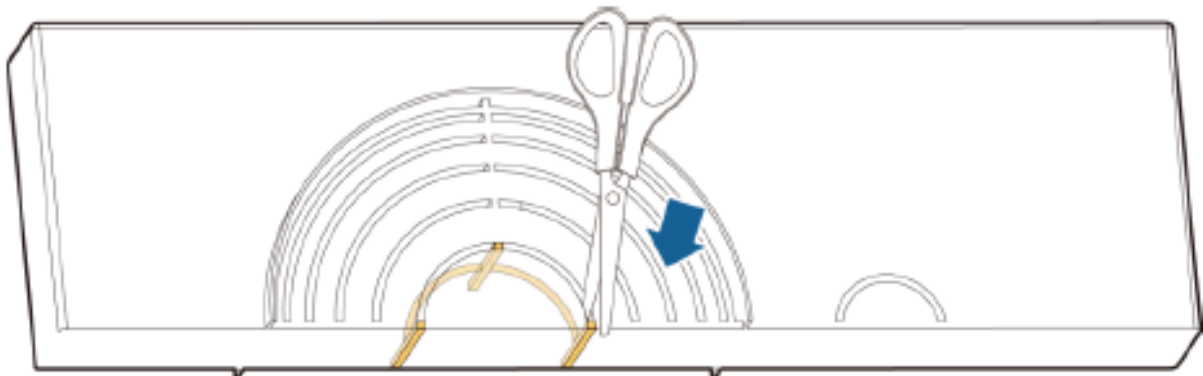


4.4 Removing the Rubber Rings from the Crimping Module

Use scissors to cut off the joints of the rubber rings to remove them. All rubber rings are removed in the same way.

NOTICE

Remove the corresponding rubber rings strictly according to the cable diameter range, and ensure that the crimping module is not damaged. Otherwise, the protection level of the solar inverter will be affected.

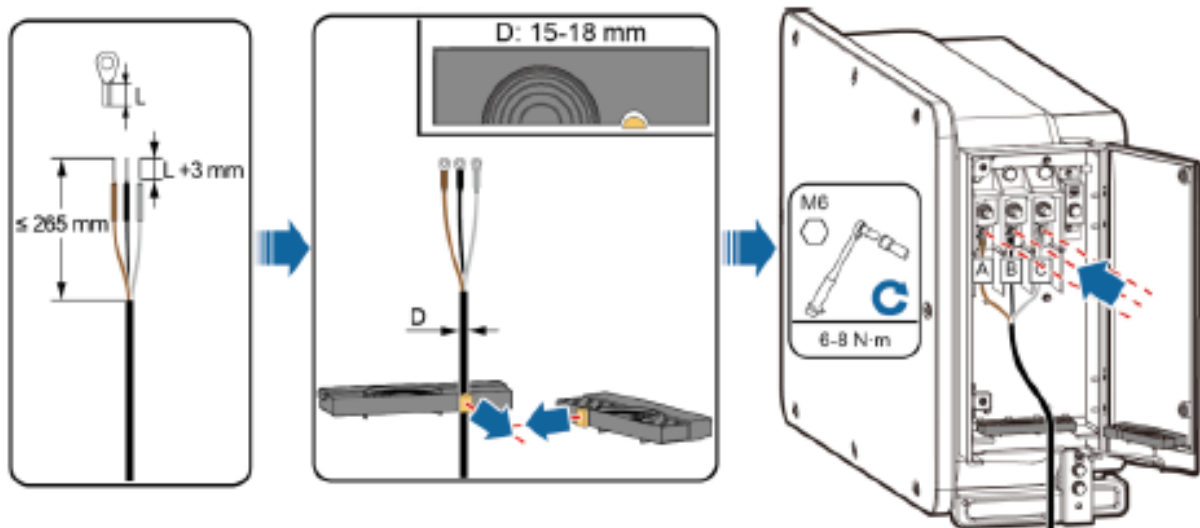


IS05H00106

4.5 (Optional) Installing the Tracking System Power Cable

NOTICE

- The tracking system should be equipped with an overcurrent protective device or component. The length of the cable between the power cable terminal and the overcurrent protection device or component must be less than or equal to 2.5 m.
- The power supply of the tracking system should be an AC three-phase power grid.
- Keep inflammable materials away from the power cable.
- The power cable must be protected with a conduit to prevent short circuits caused by insulation layer damage.



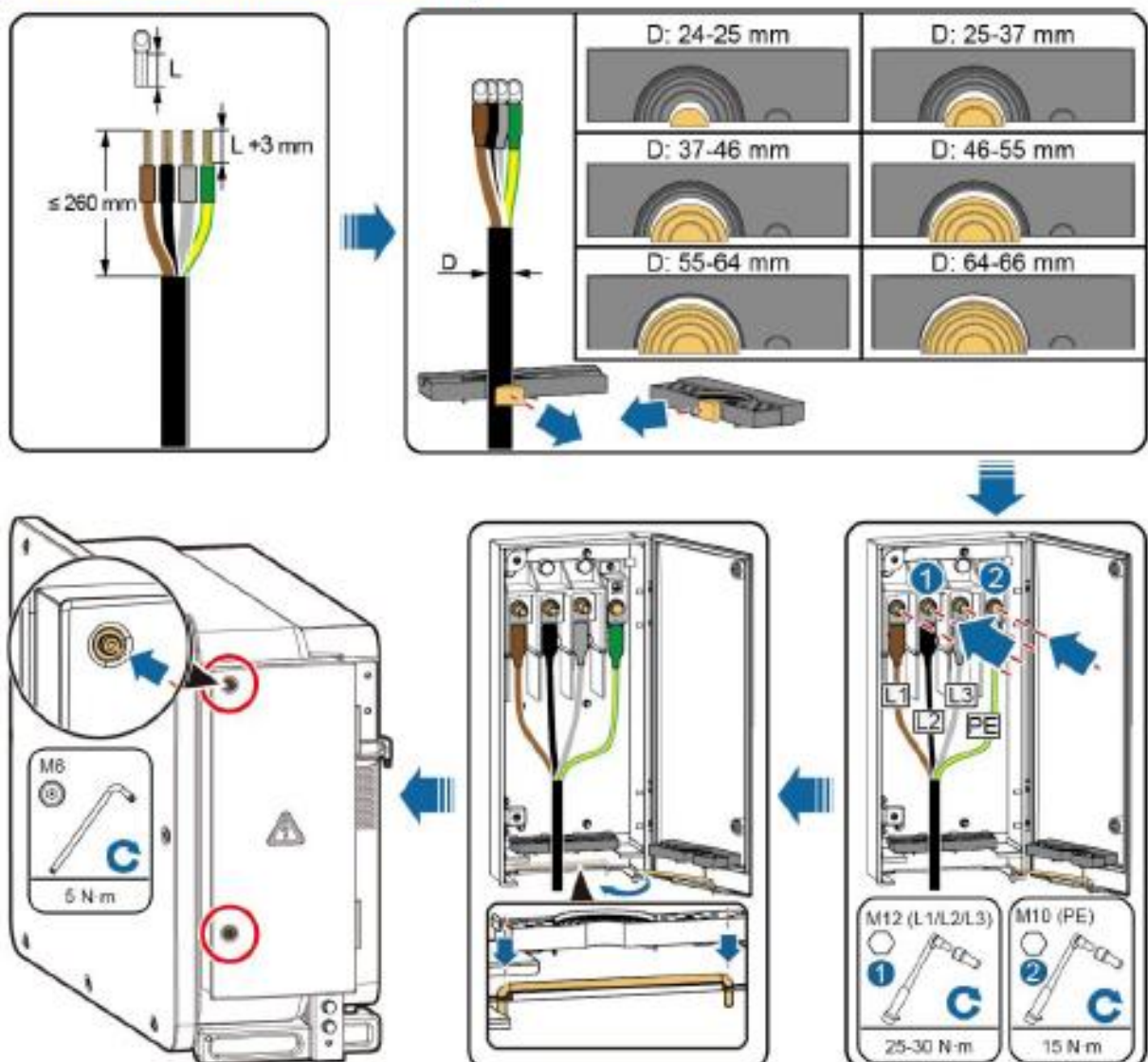
IS12I20002

4.6 Installing the AC Output Power Cable

NOTICE

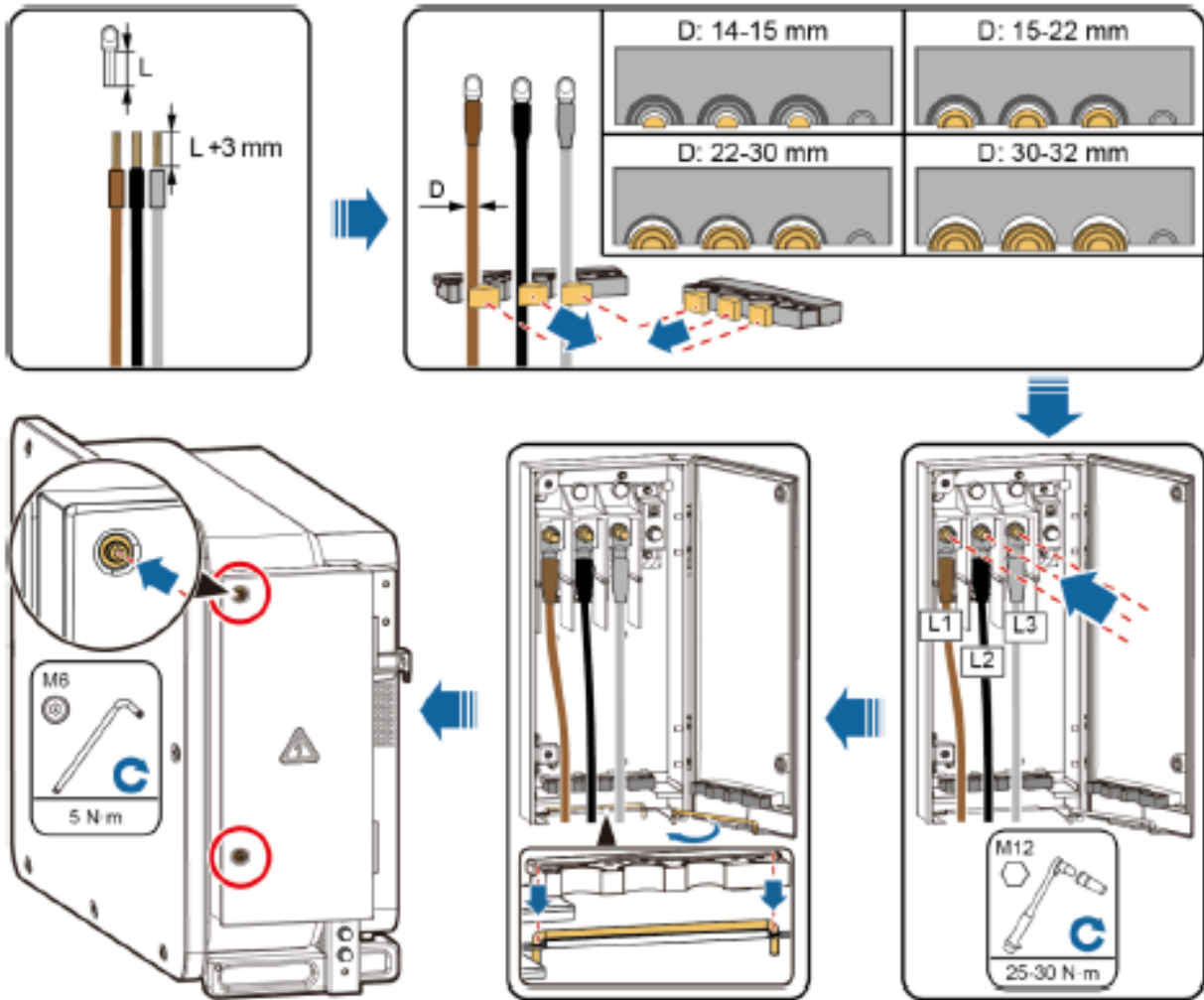
- This section describes how to install an AC output power cable for the 3-pin model.
- The cable outer diameter can be measured using the ruler sticker in the maintenance compartment.
- Ensure that the AC output power cable is secured. Failure to do so may cause the solar inverter to malfunction or damage to its terminal block by issues such as overheating.
- Sufficient slack should be provided in the PE cable to ensure that the last cable bearing the force is the PE cable when the AC output power cable bears pulling force due to force majeure.
- If a screw on the maintenance compartment door is lost, obtain the spare screw from the fitting bag tied at the bottom of the maintenance compartment.

Multi-core Connection Method



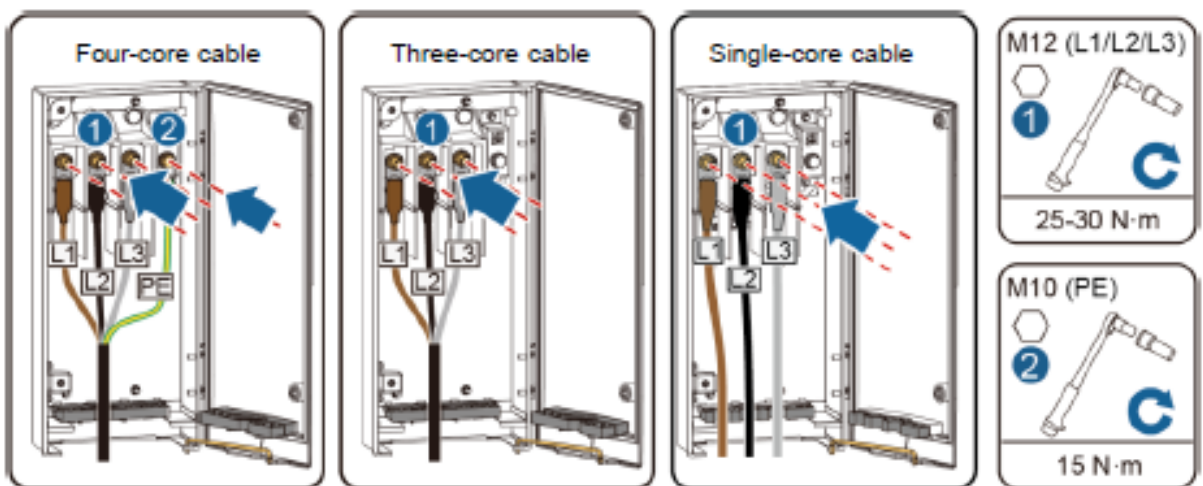
IS12I20001

Single-core Connection Method



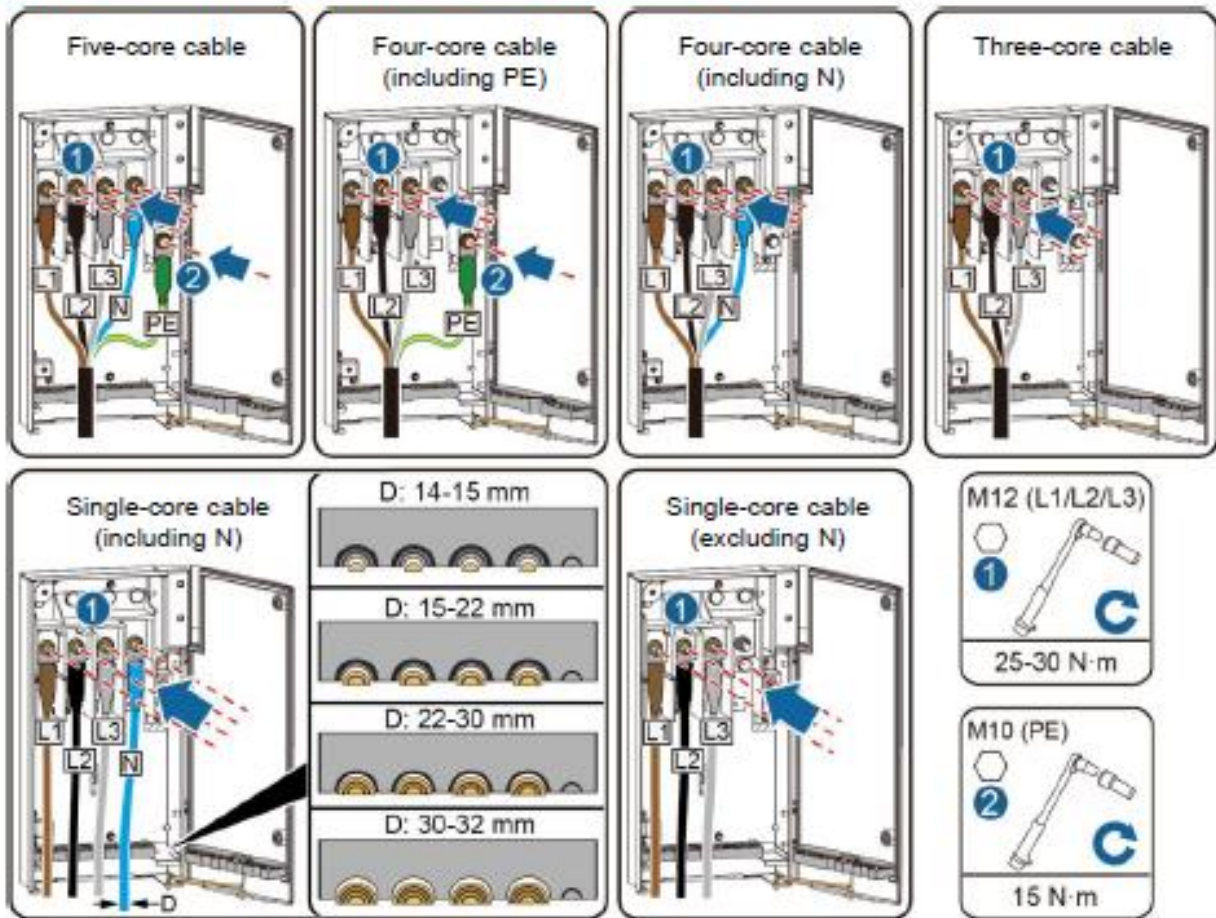
IS12120004

3-pin Model (125KTL) Cable Connections



IS12120007

4-pin Model (100KTL/110KTL) Cable Connections



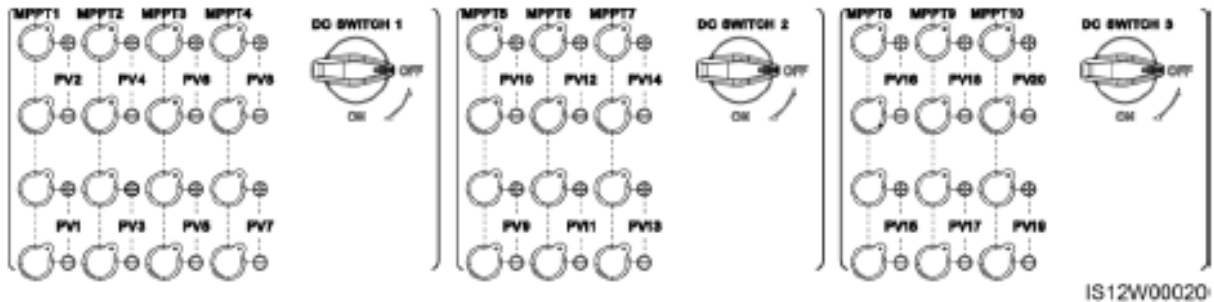
IS12I20008

4.7 Installing DC Input Power Cables

Selecting DC Input Terminals

When the DC inputs are not fully configured, the DC input terminals must meet the following requirements:

1. Evenly distribute the DC input power cables on the DC input terminals controlled by the three DC switches. DC SWITCH 1 is preferred.
2. Maximize the number of connected MPPT circuits.



IS12W00020

WARNING

Ensure that the PV module output is well insulated to ground.

Wiring Description of Y-branch Connectors

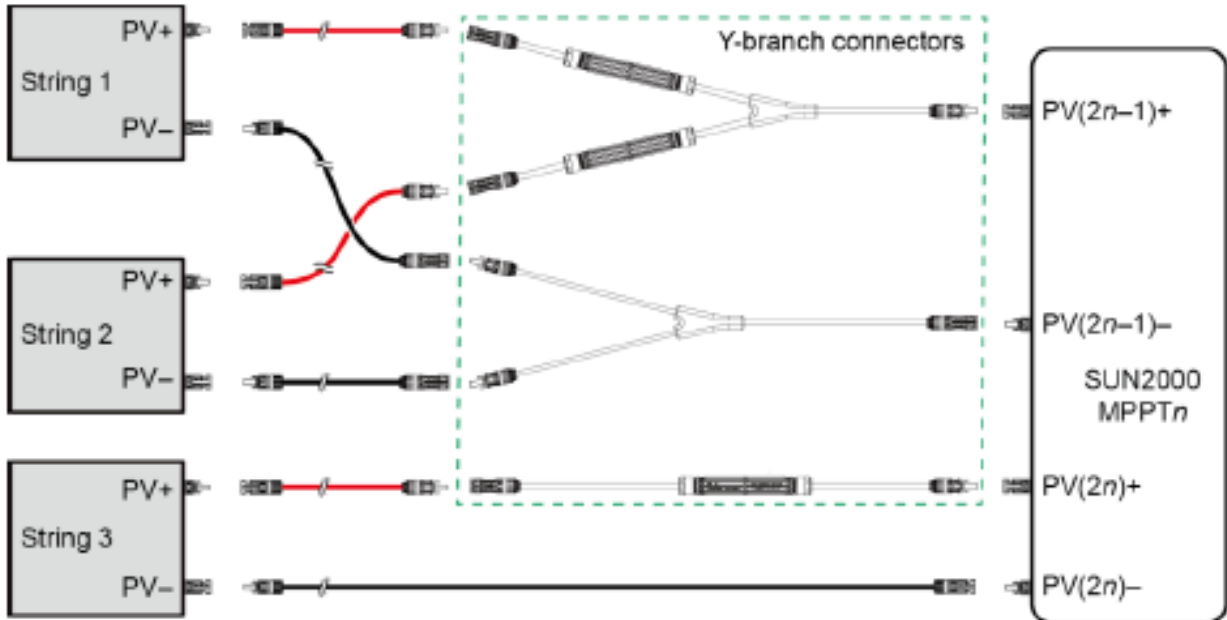
NOTICE

- Y-branch connectors can be purchased from Huawei or the manufacturers based on the following recommended models: If the rated current of the fuse of the Y-branch connector is 15 A, the recommended model is 904095944 (Luxshare) or A040959443039 (Comlink); if the rated current of the fuse of the Y-branch connector is 20 A, the recommended model is 904095945 (Luxshare) or A040959453039 (Comlink).
- Do not use Y-branch connectors that are not recommended.
- When connecting cables to recommended Y-branch connectors, ensure that the connectors to be paired match each other and are from the same manufacturer. Otherwise, the contact resistance of the connectors may exceed the allowed value. In this case, the connectors may be heated and oxidized, which may cause faults.
- When the Y-branch connector is used with the MC4 EVO2 contacts, you are advised to use the 32.6020-22100-HZ (Staubli) crimping tool. You can also use the PV-CZM-22100 (Staubli) crimping tool. When choosing PV-CZM-22100 (Staubli), do not use the locator. Otherwise, the metal contacts would be damaged.
- Do not bind more than three fuse enclosures together. Otherwise, the fuses and their enclosures may be damaged due to overheating. It is recommended that a clearance of 10 mm or more be reserved between fuse enclosures. You are advised not to bind the fuse enclosures with other heat emitting conductors.
- Do not place the Y-branch connector harness on the ground. A safe distance must be reserved between the Y-branch connector harness and the ground to avoid impact caused by water on the ground to the harness.
- The DC input terminals of the solar inverter are prone to damage under stress. When Y-branch connectors are connected to the solar inverter, bind and secure the connectors to prevent the DC input terminals from bearing stress. For details.

Wiring rules:

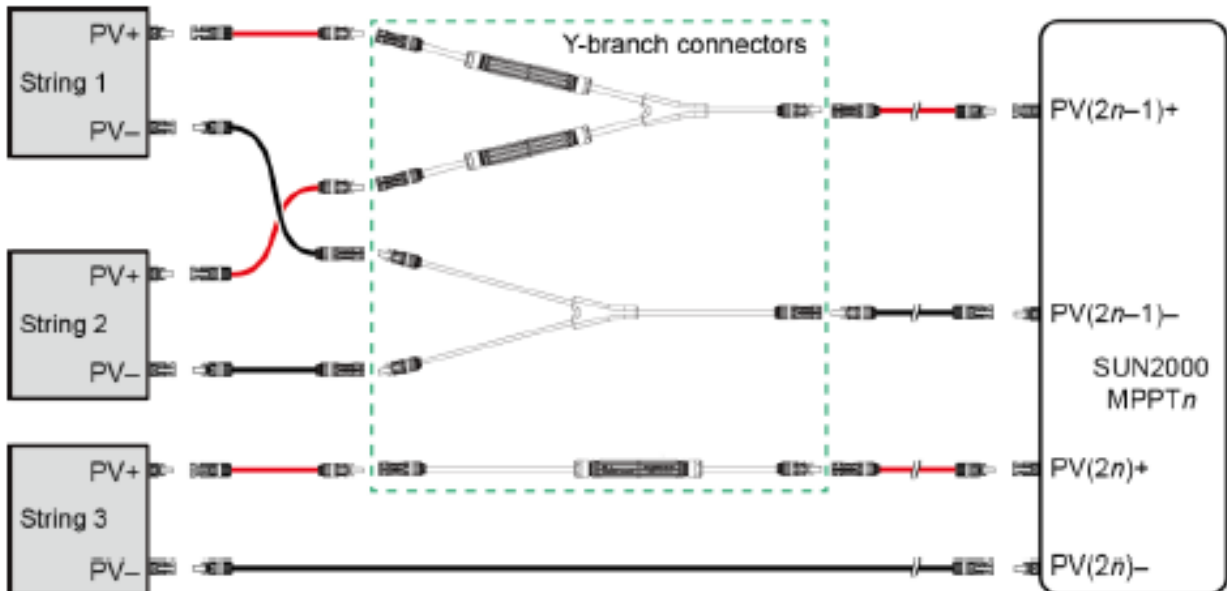
1. A maximum of one set of Y-branch connectors can be used for each MPPT.
2. The PV+ on the solar inverter side must be connected to the PV+ on the PV string side, and the PV- on the solar inverter side must be connected to the PV- on the PV string side.
3. Preferentially and evenly connect the Y-branch connectors to the MPPTs controlled by DC SWITCH 2 or DC SWITCH 3.

Connecting Y-branch connectors to the solar inverter



IS12130003

Connecting Y-branch connectors to the PV strings

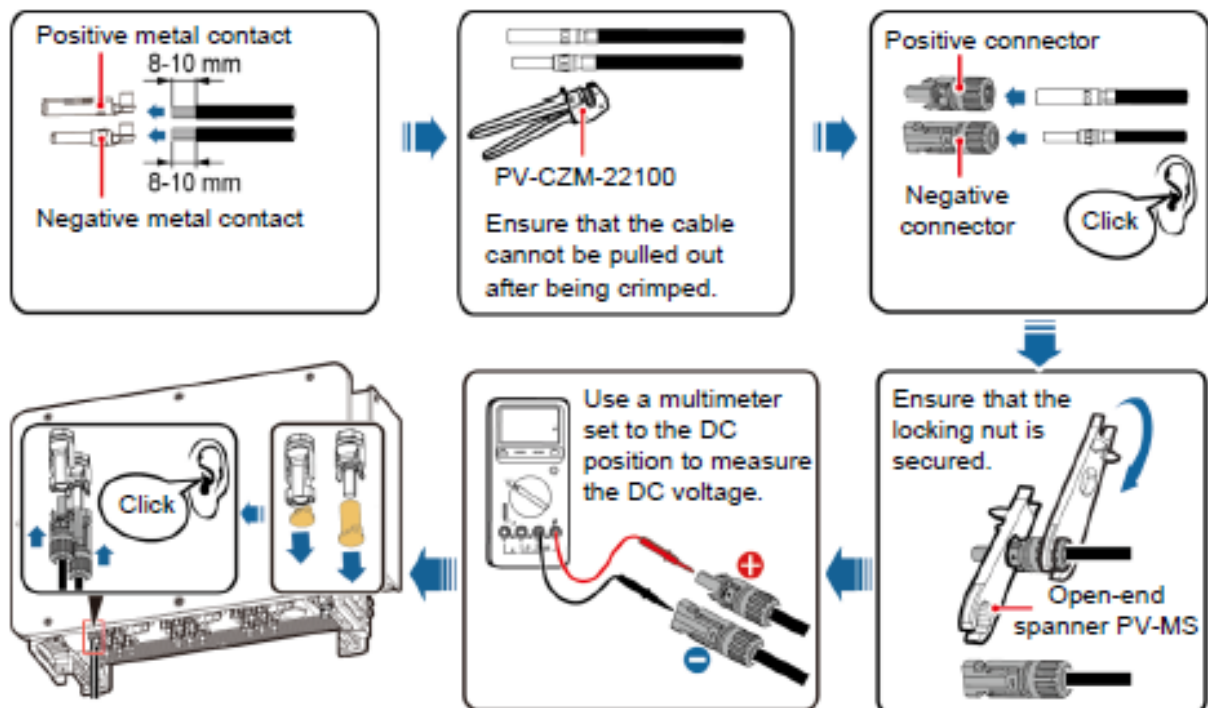


IS12130004

Installing a DC input power cable

NOTICE

1. Use the positive and negative Staubli MC4 metal contacts and DC connectors supplied with the solar inverter. Using incompatible positive and negative metal contacts and DC connectors may result in serious consequences. The caused device damage is not covered under any warranty.
2. Before connecting the DC input power cables, label the cable polarities to ensure correct cable connections. Otherwise, the solar inverter may be damaged.
3. Measure the voltage at the DC input end using a multimeter set to the DC position. If the voltage is a negative value, the DC input polarity is incorrect. Correct the polarity. If the voltage is greater than 1100 V, too many PV modules are configured to the same string. Remove some PV modules.
4. If the DC input power cable is reversely connected and the DC switches are set to ON, do not perform any operation on the switches or the positive and negative connectors. Otherwise, the device may be damaged. The caused device damage is not covered under any warranty. Wait until the solar irradiance weakens at night and the PV string current decreases below 0.5 A. Set the three DC switches to OFF, and correct the connection of positive and negative connectors.



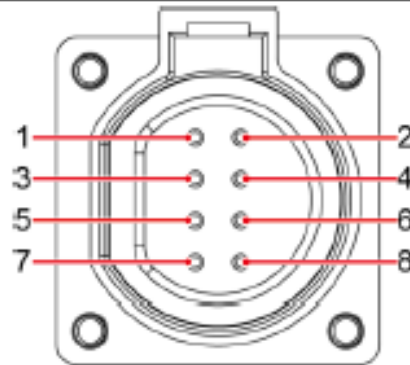
IS12130001

4.8 Installing the RS485 Communications Cable

NOTICE

- The solar inverter supports RS485 communication and MBUS communication. If the MBUS communication mode is used, you do not need to connect the communications cable to the RS485-1 port.
- This section describes how to connect three communications cables.
- When routing communications cables, separate communications cables from power cables to prevent communication from being affected.

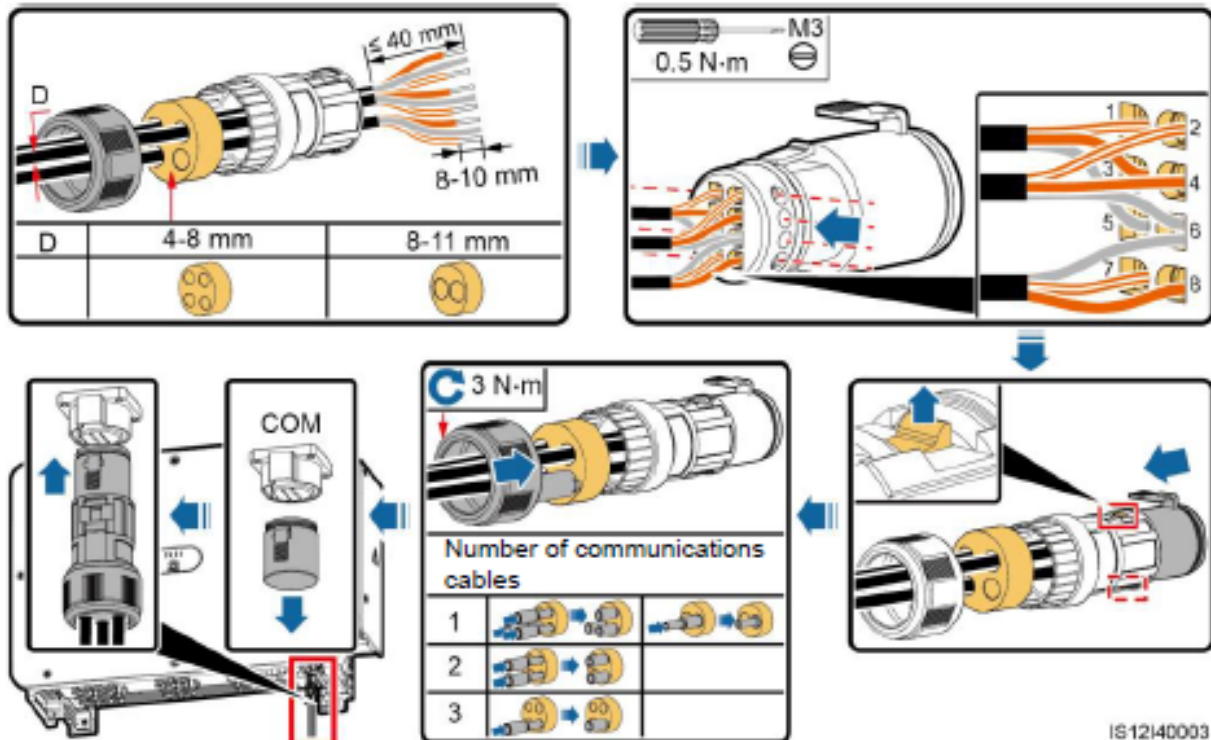
Pin Definitions of Communications Ports



IS05W00024

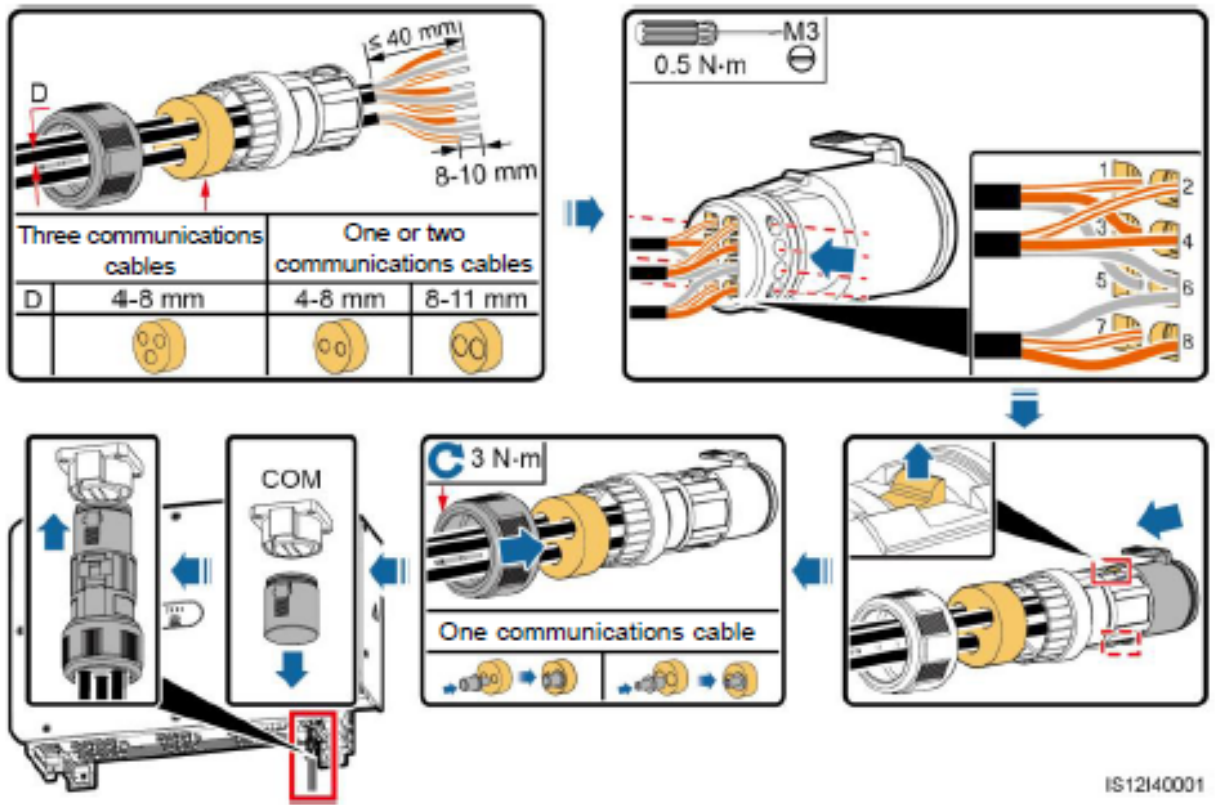
Port	Pin	Definition	Pin	Definition	Description
RS485-1	1	RS485A IN, RS485 differential signal+	2	RS485A OUT, RS485 differential signal+	Used for cascading solar inverters or connecting to devices such as the SmartLogger.
	3	RS485B IN, RS485 differential signal-	4	RS485B OUT, RS485 differential signal-	
Protection ground	5	PE, shielding ground	6	PE, shielding ground	N/A
RS485-2	7	RS485A, RS485 differential signal+	8	RS485B, RS485 differential signal-	Used for connecting to RS485 slave devices.

Connecting RS485 communications cables (4–8 mm four-hole rubber plug)



IS12I40003

Connecting RS485 communications cables (4–8 mm two-hole or three-hole rubber plug)



5 Verifying the Installation





No.	Acceptance Criteria
1	The solar inverter is installed correctly and securely.
2	The DC switches and downstream AC switch are set to OFF.
3	All cables are connected correctly and securely.
4	Unused terminals and ports are locked by watertight caps.
5	The installation space is proper, and the installation environment is clean and tidy.
6	The maintenance compartment door is closed and secured.

6 Powering On the System

NOTICE

Before turning on the AC switch between the solar inverter and the power grid, check that the AC voltage is within the specified range using a multimeter set to the AC position.

1. Turn on the AC switch between the solar inverter and the power grid.
2. Set DC SWITCH 1 (MAIN SWITCH) at the bottom of the solar inverter chassis to ON.
3. Check the status of the PV connection indicator. If it is steady green, set DC SWITCH 2 and DC SWITCH 3 to ON.
4. Observe the LED indicators to check the operating status of the solar inverter.

Indicator	Status (Blinking Fast: On for 0.2s and then Off for 0.2s; Blinking Slowly: On for 1s and then Off for 1s)	Description	
PV connection indicator 	Steady green	At least one PV string is properly connected, and the DC input voltage of the corresponding MPPT circuit is at least 200 V.	
	Blinking green fast	If the alarm/maintenance indicator is red, an environmental fault at the DC side of the solar inverter is generated.	
	Off	The solar inverter disconnects from all PV strings, or the DC input voltage of all MPPT circuits is less than 200 V.	
Grid connection indicator 	Steady green	The solar inverter is in grid-tied mode.	
	Blinking green fast	If the alarm/maintenance indicator is red, an environmental fault (excluding Grid Loss) at the AC side of the solar inverter is generated.	
	Off	The solar inverter is not in grid-tied mode (due to reasons including Grid Loss).	
Communications indicator 	Blinking green fast	The solar inverter receives communication data normally.	
	Off	The solar inverter has not received communication data for 10 seconds.	
Alarm/ Maintenance indicator 	Alarm status	Steady red	A major alarm is generated. <ul style="list-style-type: none"> • If the PV connection indicator or grid connection indicator is blinking green fast, troubleshoot DC or AC environmental faults as instructed by the SUN2000 app. • If the PV connection indicator and grid connection indicator are both not blinking green fast, replace components or the solar inverter as instructed by the SUN2000 app.
		Blinking red fast	A minor alarm is generated.
		Blinking red slowly	A warning alarm is generated.
	Local maintenance status	Steady green	Local maintenance succeeds.
		Blinking green fast	Local maintenance fails.
		Blinking green slowly	In local maintenance or shuts down over a command.

7 SUN2000 App

NOTE

1. The SUN2000 app is a mobile phone app that communicates with the solar inverter over a WLAN module, a Bluetooth module, or a USB data cable. As a convenient local monitoring and maintenance platform, it allows for querying alarms, configuring parameters, and performing routine maintenance. The app is named SUN2000.
2. Go to Huawei app store (<https://appstore.huawei.com>), search for SUN2000, and download the app installation package. You can also scan the QR code (<https://solar.huawei.com/~media/Solar/APP/SUN2000.apk>) to download the installation package.
3. Connect the WLAN module, Bluetooth module, or USB data cable to the USB port on the solar inverter to ensure that the solar inverter can communicate with the SUN2000 app.



Scan the QR code to download the app (Android).

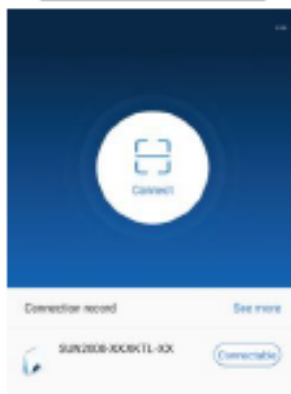
WLAN Connection or Bluetooth Connection



USB Data Cable Connection



Login Page



Select Connection Mode



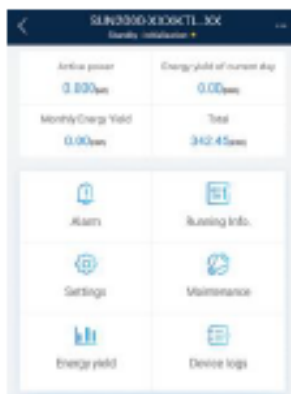
Select User



Quick Settings



Function Menu

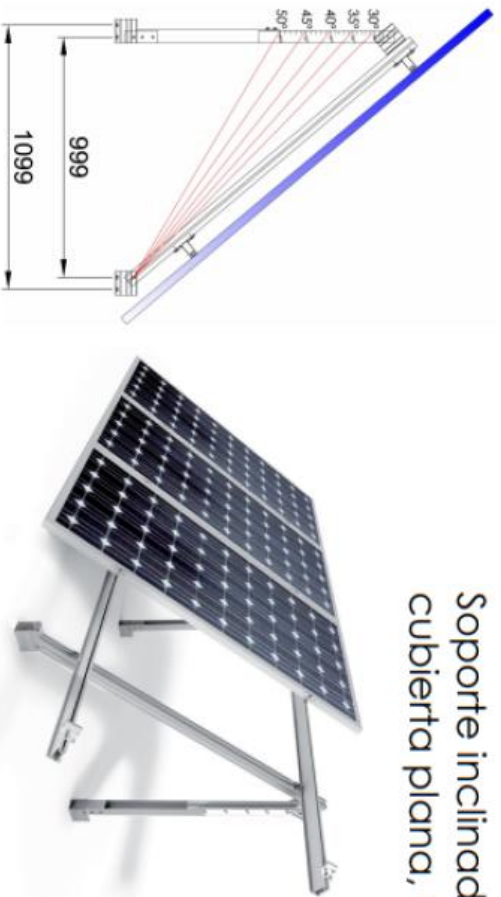


NOTICE

- The screenshots in this document correspond to app version 3.2.00.002 (this app is available only on Android phones currently).
- When the WLAN connection is used, the initial name of the WLAN hotspot is **Adapter-WLAN module SN**, and the initial password is **Changeme**.
- The initial password to log in to the app for **Common User**, **Advanced User**, and **Special User** is **00000a**.
- Use the initial password upon first power-on and change it immediately after login. To ensure account security, change the password periodically and keep the new password in mind. Not changing the initial password may cause password disclosure. A password left unchanged for a long period of time may be stolen or cracked. If a password is lost, devices cannot be accessed. In these cases, the user is liable for any loss caused to the PV plant.
- Set the correct grid code based on the application area and scenario of the solar inverter.

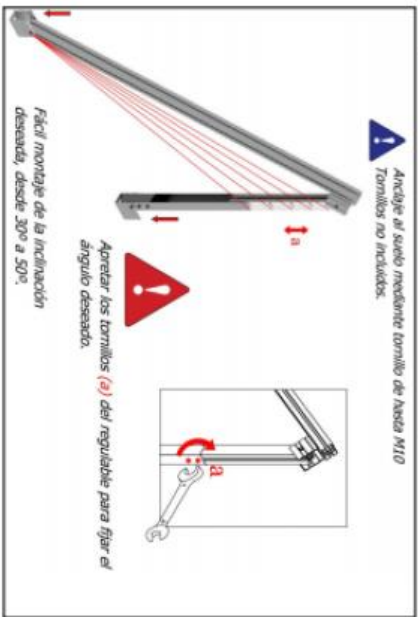
6.4 Anexo 4. Ficha técnica estructura regulable panel solar.

Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana, vertical



Distancia máxima entre pórticos: 2500 mm.

! Anclaje al suelo mediante tornillo de cabeza M10. Tornillos no incluidos.



! - Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma. - Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada. - Distribuir las módulos para que su colocación sea sencilla a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en las extremas. - Los preseros no se deben operar con máquinas de impacto. - Para el montaje de los accesorios consultar el manual de montaje en menú "Accesorios y Accesorios".

Par de apriete:
 Tornillo Fiestor 7 Nm
 Tornillo M6 Hexagonal 20 Nm
 Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
 Tornillo M6,3 Hexagonal 10 Nm

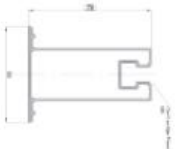
Viento 150 Km/h

MATERIALES Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
 TORNILLERÍA Tornillería acero inoxidable A2-70

-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
 -Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar

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

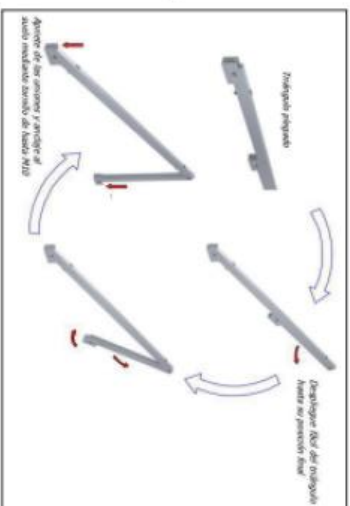


Válido para:

- Cubierta plana de hormigón, subestructura.
- Soporte premontado.
- Anclaje a hormigón.
- Regulable de 30° a 50°
- Soporte más robusto lo que permite ir a luces entre triángulos más largas.
- Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.
- Disposición de los módulos en vertical
- Tornillería de anclaje NO incluida



Disponibilidad de tuercas antirrobo.
 Material 100% reciclable.
 Cómoda instalación.



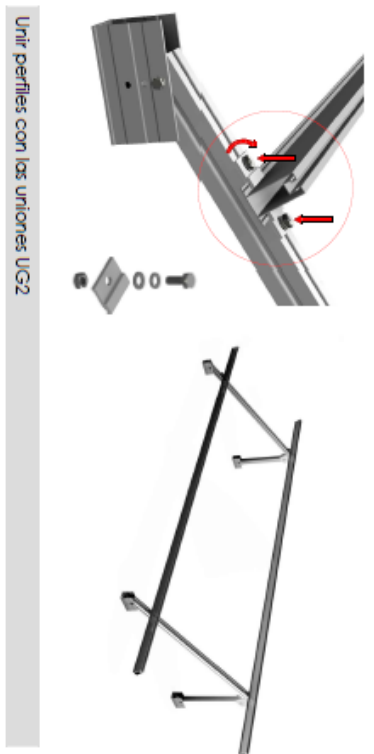
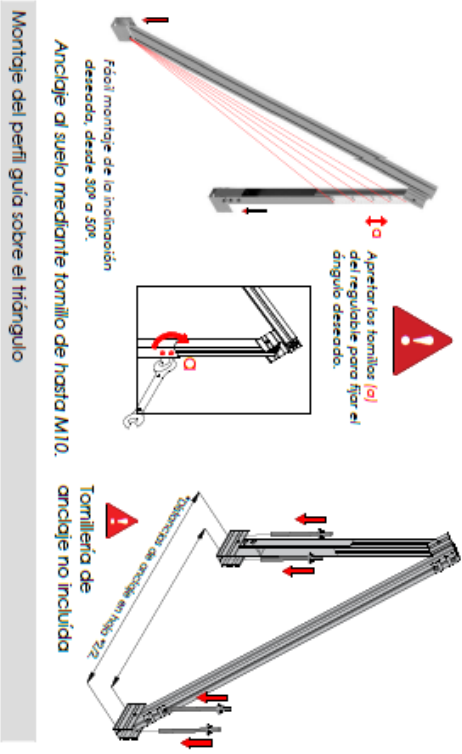
El kit incluye:
 Triángulos 14,1
 Perfiles G2
 Uniones UG2
 Preseros laterales
 Preseros Centrales
 Arriostramientos

Número de paneles:
 Vertical:
 de 1 a 6 módulos
 Inclinaciones:
 Regulable de 30° a 50°

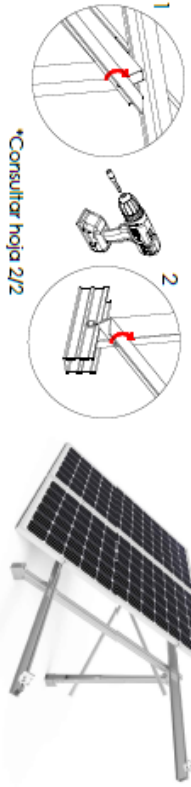
Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.

6.5 Anexo 5. Plano montaje estructura.

Despliegue del triángulo preensamblado y anclaje al suelo



Soporte inclinado abierto para cubierta plana. Vertical. **14.1V**

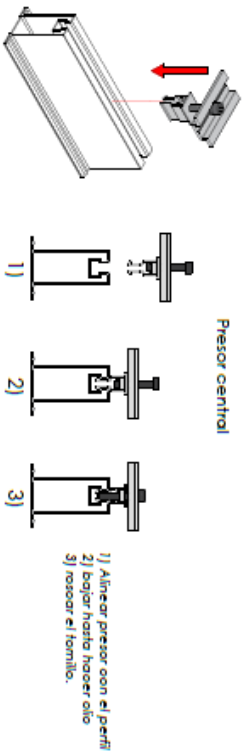
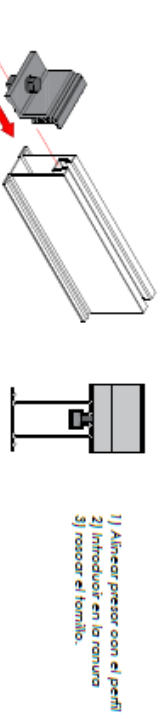
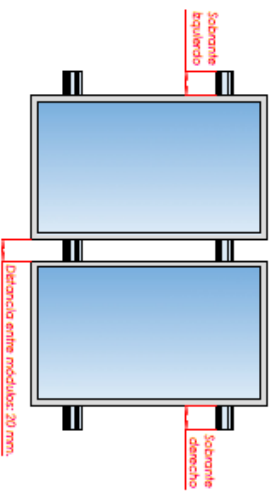


Ubicar los módulos sobre los perfiles

Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando la misma distancia de sobrante en los extremos.

Dejar una separación entre módulos de 20 mm para poner el presor central que fijará los módulos al perfil.

Fijación de los módulos con los presores



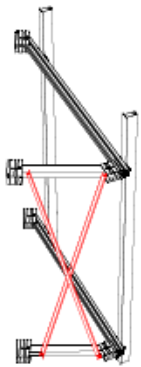
Tamaño máx. 2279x1150



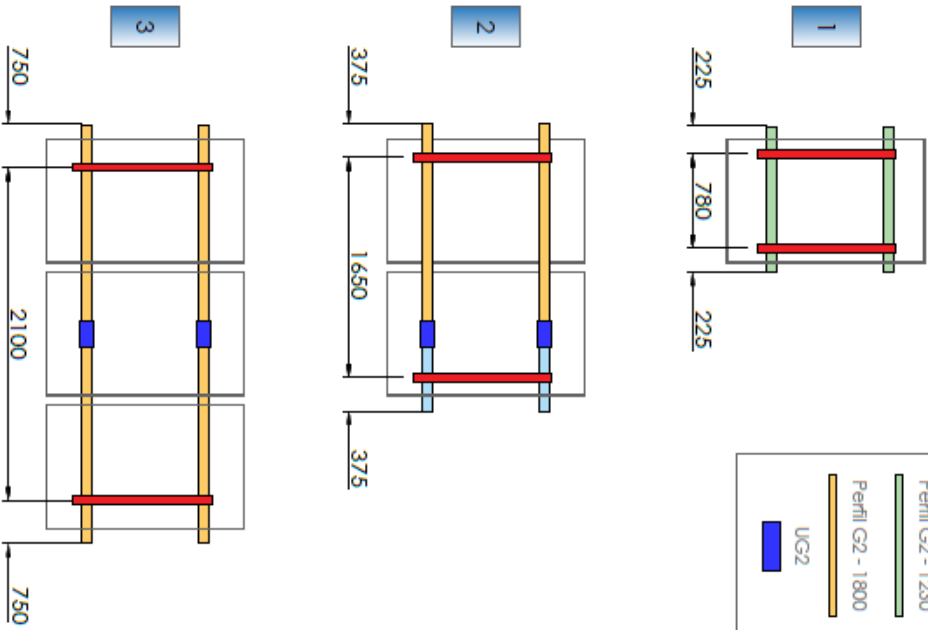
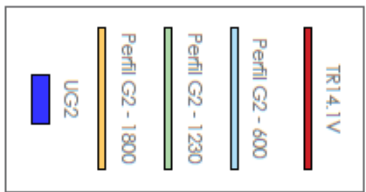
Nota:
-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma
-Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana Vertical. **14.1V**

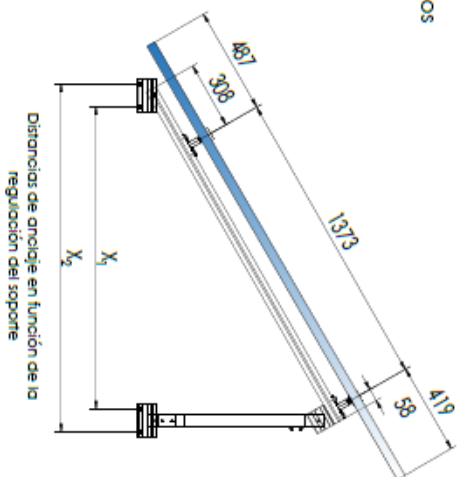
Par de apriete:
Tornillo Pincor 2 Nm
Tornillo M6 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M6,3 Hexagonal 10 Nm



Arrostramiento para 2 triángulos



30°	X ₁	1366
	X ₂	1573
35°	X ₁	1310
	X ₂	1517
40°	X ₁	1228
	X ₂	1435
45°	X ₁	1137
	X ₂	1343
50°	X ₁	1035
	X ₂	1242



	TR14.1V	S10	S11	S09	UG2	G2 - 600	G2 - 1230	G2 - 1800
14V1	2	4	-	2	-	-	2	-
14V2	2	4	2	2	2	2	-	2
14V3	2	4	4	2	2	-	-	4



CARACTERÍSTICAS DEL MONTAJE

6.6 Anexo 6. Ficha técnica Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A.

DATA SHEET

CONTADORES BIDIRECCIONALES

Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A



Parámetros técnicos

Tensión Nominal:	230/400 V AC
Frecuencia:	50-60 Hz
Entrada:	100 A
Uso:	Interior
Protección IP:	IP20
Garantía:	2 Años
Certificados:	CE & RoHS
Marca:	MAXGE

Descripción del producto

El Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo 100 A es un medidor monofásico o trifásico digital, de clase B según EN-50470, en medida de energía tanto activa (kWh) como reactiva (kVArh), cumpliendo con la Directiva Europea MID. Este analizador es capaz de medir el consumo del hogar o de la industria adaptando constantemente la potencia entregada por el sistema fotovoltaico al consumo de la instalación.

Este contador puede actuar como kit de inyección cero ideal para la tarificación de la energía de su hogar o empresa y por otra parte, permite gestionar los excedentes de producción, de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo "On grid", realizando inyección cero o inyección controlada dependiendo de las necesidades del momento.

Incluye un protocolo de comunicaciones RS485 Modbus RTU y es con este protocolo como el kit informa al inversor si hay vertido o no. Para ello deben tener el mismo protocolo de comunicación. Estas se pueden cambiar si conoces las direcciones de memoria del inversor para que puedan comunicarse con el analizador. Además este analizador para autoconsumo "On grid " es capaz de medir la energía activa y otros muchos parámetros.

El contador va montado sobre **carril DIN** y puede medir magnitudes eléctricas tales como: **V, I, FP, kW, kVA, kVAr y Hz, también** realiza la medición bidireccional de energía calculando: **kWh y kVArh**.

El contador bidireccional mide el consumo de energía eléctrica de **50 Hz o 60 Hz** de una red eléctrica AC. Dispone de **display LCD (6+1 dígitos)**.

Complementa la instalación fotovoltaica con los diferentes contadores, cajas de protección y material eléctrico para Energía Solar Fotovoltaica del amplio catálogo que te ofrecemos en efectoLED.

Referencia:

Exclusivo - SGM630M

7 ÍNDICE DE IMÁGENES

<i>Ilustración 1. Ejemplo esquemático de sistemas de concentradores lineales de Fresnel (LFR)</i>	16
<i>Ilustración 2. Ejemplo esquemático de sistemas de receptor central o torre solar.</i>	16
<i>Ilustración 3. Ejemplo esquemático de Sistemas de disco Parabólico.</i>	17
<i>Ilustración 4. Ejemplo esquemático de Canales parabólicos.</i>	17
<i>Ilustración 5. Efecto fotoeléctrico. [2]</i>	18
<i>Ilustración 6. Panel fotovoltaico monocristalino.</i>	18
<i>Ilustración 7. Panel solar policristalino.</i>	19
<i>Ilustración 8. Nave para la que se diseñará el proyecto.</i>	20
<i>Ilustración 9. Esquema básico de una instalación fotovoltaica aislada de la red. [6]</i>	24
<i>Ilustración 10. Evolución de la potencia instalada de fotovoltaica en España del 2010 al 2019 [8].</i>	26
<i>Ilustración 11. Evolución del rendimiento de los módulos fotovoltaicos del 2006 al 2018.[9].....</i>	26
<i>Ilustración 12. Conectores MC4 hembra y macho. [14].....</i>	28
<i>Ilustración 13. Conexión a la red de una instalación fotovoltaica con varios inversores. [17].....</i>	31
<i>Ilustración 14. Ejemplo de estructura soporte fija. [18].....</i>	32
<i>Ilustración 15. Ejemplo de estructura soporte móvil. [18].....</i>	33
<i>Ilustración 16. Esquema resumen de la normativa vigente según el tipo de instalación fotovoltaica. [10]</i>	35
<i>Ilustración 17: Proceso abreviado para la legalización de un sistema de autoconsumo.[10].....</i>	36
<i>Ilustración 18. Horas de sol al año en Madrid. [12]</i>	38
<i>Ilustración 19. Porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto. [12]</i>	39
<i>Ilustración 20. Promedio y percentiles de 25 a 75 y de 10 a 90 de la energía solar en Madrid. [12]</i>	40
<i>Ilustración 21. Angulo longitudinal de la nave con respecto a la horizontal de Este a Oeste y distribución de las 3 zonas del tejado.</i>	46
<i>Ilustración 22. Datos introducidos en el programa PVGIS</i>	47
<i>Ilustración 23. Resultados obtenidos del programa PVGIS.....</i>	48
<i>Ilustración 24. Producción de energía mensual de una instalación de 1KWp</i>	48
<i>Ilustración 25. Módulo solar MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM) [15Fi].....</i>	49
<i>Ilustración 26. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW [21]</i>	50
<i>Ilustración 27. Curvas de eficiencia según carga y tensión del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW.[21]</i>	51
<i>Ilustración 28. Diagrama del circuito interno del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW. [21].....</i>	51
<i>Ilustración 29. Estructura para panel solar regulable entre 30 y 50°. [22]</i>	52
<i>Ilustración 30. Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A. [24]</i>	54
<i>Ilustración 31. Representación gráfica de la distancia d y la altura h. [23].....</i>	55
<i>Ilustración 32. Colocación de los módulos fotovoltaicos.</i>	59
<i>Ilustración 33. Nueva colocación de los módulos fotovoltaicos.</i>	60
<i>Ilustración 34. Datos introducidos en PVGIS.</i>	66
<i>Ilustración 35. Fórmula para calcular el VAN. [25]</i>	79

Ilustración 36. Expresión para calcular el TIR. [26].....80

8 ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Consumo del año 2020 del edificio en Kwh, por meses y por periodos.</i>	42
<i>Tabla 2. Cálculo del término de energía consumida del año 2020.</i>	42
<i>Tabla 3. Consumo del edificio por meses desde el año 2013 hasta el 2017.</i>	43
<i>Tabla 4. Consumo del edificio por meses desde el año 2018 hasta el 2020.</i>	43
<i>Tabla 5. Valor según el tipo de instalación, conductores i aislamiento. ITC-BT-19</i>	63
<i>Tabla 6. Valores de intensidades máximas. ITC-BT-19</i>	64
<i>Tabla 7. Resultados de la simulación con PVGIS</i>	67
<i>Tabla 8. Producción mensual de energía.</i>	67
<i>Tabla 9. Coste de los elementos de la instalación.</i>	71
<i>Tabla 10. Costes adicionales iniciales.</i>	72
<i>Tabla 11. Producción energética por periodos en verano.</i>	73
<i>Tabla 12. Producción energética por periodos en invierno.</i>	74
<i>Tabla 13. Producción energética anual por periodos.</i>	74
<i>Tabla 14. Ahorro anual por periodos de facturación.</i>	75
<i>Tabla 15. Flujo de caja de los primeros 25 años de la instalación.</i>	78

9 ÍNDICE DE GRÁFICAS

<i>Gráfica 1. Consumo de electricidad desde 2013.</i>	<i>44</i>
<i>Gráfica 2. Consumo medio mensual del edificio desde 2013.....</i>	<i>44</i>
<i>Gráfica 3. Producción mensual de la instalación.</i>	<i>68</i>
<i>Gráfica 4. Producción energética anual por periodos de facturación.</i>	<i>74</i>
<i>Gráfica 5. Ahorro anual por periodos de facturación.</i>	<i>75</i>
<i>Gráfica 6. Flujo de caja acumulado.....</i>	<i>77</i>

10 BIBLIOGRAFÍA

- [1] ENDEF Solar Solutions. Tipos de paneles solares. Energía solar para principiantes. <https://endef.com/tipos-de-paneles-solares/>
- [2] Ernesto Rodríguez. Efecto fotoeléctrico. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html>
- [3] Oriol Planas. 6/11/2017. Tipos de paneles fotovoltaicos. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos#:~:text=Los%20tipos%20m%C3%A1s%20comunes%20son,placas%20solares%20de%20capa%20fina.>
- [4] Oriol Planas. 23/05/2020. Energía solar fotovoltaica. <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>
- [5] Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. <https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/aplicaciones-de-la-energia-solar-fotovoltaica>
- [6] Componentes de una instalación de placas solares. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes>
- [7] Ya hay 583,5 GW de energía fotovoltaica operativa en todo el mundo. Emiliano Bellini. 7/4/2020. <https://www.pv-magazine.es/2020/04/07/ya-hay-5835-gw-de-energia-fotovoltaica-operativa-en-todo-el-mundo/#:~:text=Imprimir%20archivo-,Ya%20hay%20583%2C5%20GW%20de%20energ%C3%ADa%20fotovoltaica%20operativa%20en,Agenzia%20Internacional%20de%20Energ%C3%ADa%20Renovable.>
- [8] Marzo, el mes con mayor generación fotovoltaica desde que se cuenta con registros en Red Eléctrica. Pilar Sánchez Molina. 6/4/2020. <https://www.pv-magazine.es/2020/04/06/marzo-el-mes-con-mayor-generacion-fotovoltaica-desde-que-se-cuenta-con-registros-en-red-electrica/>
- [9] Energía solar fotovoltaica: panorama mundial. Ignacio Mártil. 25/11/2019. <https://blogs.cdecomunicacion.es/ignacio/2019/11/25/energia-fotovoltaica-panorama-mundial/>
- [10] Legislación fotovoltaica en España (2021). Alberto Soria. 10/5/2021. <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [11] Normativa sobre placas solares: compensación y trámites. 19/04/2021. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/normativa#:~:text=de%20placas%20solares-,Real%20Decreto%20RD%20244%2F2019,la%20producci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20solar.&text=Se%20eliminan%20las%20tasas%20en%20la%20generaci%C3%B3n%20fotovoltaica.&text=Desde%20la%20aplicaci%C3%B3n%20del%20RD,en%20la%20instalaci%C3%B3n%20de%20potencia.>
- [12] Weather Spark. <https://es.weatherspark.com/y/36894/Clima-promedio-en-Coslada-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [13] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

- [14] José Alfonso Alonso Lorenzo. ¿Cómo funcionan las placas solares?. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-funcionamiento/>
- [15] Climasolar. Placa MAXEON 3 COM 400W Silver frame (MAX3-400-COM). <https://climasolar.es/paneles-solares-maxeon/panel-solar-maxeon/>
- [16] ¿Qué inversor necesito para mi instalación fotovoltaica?. 30/03/2021. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes/inversor-solar#:~:text=Un%20inversor%20solar%20es%20un,y%20consumir%20nuestra%20propia%20electricidad.>
- [17] José Alfonso Alonso Lorenzo. ¿Qué es y cómo funciona un inversor fotovoltaico?. <https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/>
- [18] Mario Siles. Soportes para placas solares. 03/03/2017. <https://www.solarmat.es/blog/soportes-para-placas-solares-el-patito-feo-de-las-instalaciones/>
- [19] RD 1663/2000. <https://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf>
- [20] Tarifas de acceso 3.0A. 27/05/2021. <https://tarifaluzhora.es/comparador/tarifas-electricas/3-0>
- [21] AutoSolar. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 Trifásico 100kW. <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-100kti-m1-trifasico-100kw>
- [22] REBACAS. Estructura para panel solar regulable entre 30 y 50º. <https://www.rebacas.com/estructuras-paneles-solares/1366-estructura-regulable-1-panel-solar-30-50-suelo.html>.
- [23] Miguel Pareja Aparicio. *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. 2016.
- [24] efectoLED. Analizador-Contador Bidireccional Monofásico-Trifásico Directo MAXGE 100A. <https://www.efectoled.com/es/comprar-contadores-bidireccionales/43765-analizador-contador-bidireccional-monofasico-trifasico-directo-100a.html?>
- [25] Economipedia. Valor actual neto (VAN). <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- [26] Economipedia. Tasa interna de retorno (TIR). <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- [27] Objetivos de desarrollo sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>