

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO DE DISEÑO Y DIMENSIONADO DE  
UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA  
CON VERTIDO DE EXCEDENTES A RED DE UNA  
VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN  
MONFORTE DEL CID (ALICANTE).

TRABAJO FIN DE GRADO

Septiembre - 2022

AUTOR: Francisco Limiñana Giménez.

DIRECTOR: Sergio Valero Verdú.



# Índice de contenido.

1	Introducción.....	6
1.1	Instalaciones solares fotovoltaicas.....	6
2	Objetivo de la instalación. ....	11
3	Ubicación y emplazamiento de la instalación fotovoltaica.....	12
4	Datos de demanda eléctrica de la vivienda.....	14
4.1	Obtención de la demanda horaria anual.....	14
4.2	Obtención de las curvas de consumo horario.....	15
5	Diseño y dimensionado de la instalación fotovoltaica. ....	18
5.1	Datos de partida.....	18
5.1.1	Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	18
5.2	Cálculo y selección de componentes.....	24
5.2.1	Selección de los paneles fotovoltaicos. ....	24
5.2.2	Condiciones de operación de los módulos.....	26
5.2.3	Determinación de la potencia pico a instalar. ....	32
5.2.4	Selección del inversor.....	43
5.2.5	Conexión de los módulos.....	45
5.2.6	Verificación de las condiciones de operación del inversor. ....	48
5.2.7	Estructura de montaje.....	49
5.2.8	Fijación de la estructura.....	50
5.2.9	Cableado.....	51
5.2.10	Protecciones.....	55
5.2.11	Esquema y diseño gráfico de la instalación.....	58
6	Coste de la instalación. ....	60
7	Estudio económico.....	61
8	Subvenciones.....	65
9	Planos.....	68
10	Fichas técnicas de los componentes.....	74

## Índice de ilustraciones.

Ilustración 1: Esquema genérico de un sistema solar fotovoltaico.....	8
Ilustración 2: Vista aérea de ubicación del municipio.....	12
Ilustración 3: Vista aérea del municipio y ubicación de vivienda.....	13
Ilustración 4: Vista aérea de la vivienda y cubierta.....	13
Ilustración 5: Gráfico de las curvas de demanda horaria de cada mes en Wh.....	16
Ilustración 6: Gráfico del consumo total mensual en kWh.....	16
Ilustración 7: Gráfico del consumo medio diario por mes en Wh. ....	17
Ilustración 8: Ángulos característicos.....	19
Ilustración 9: Cálculo del ángulo de orientación.....	20
Ilustración 10: Introducción de datos PVGIS.....	21
Ilustración 11: Funcionamiento tecnología PERC.....	25
Ilustración 12: Introducción y extracción de datos en PVGIS.....	33
Ilustración 13: Hoja principal de introducción de parámetros.....	38
Ilustración 14: Gráfico de las curvas de producción de la ISF.....	40
Ilustración 15: Gráfico de consumo y generación de Enero.....	41
Ilustración 16: Gráfico de consumo y generación de Julio.....	41
Ilustración 17: Gráfico de consumo y producción anual.....	43
Ilustración 18: Estructura de montaje.....	50
Ilustración 19: Varilla de fijación de la estructura.....	50
Ilustración 20: Cable H1Z2Z2-K.....	53
Ilustración 21: Cable RZ1-K.....	55
Ilustración 22: Sistema de fusibles.....	56
Ilustración 23: Interruptor diferencial.....	57
Ilustración 24: Interruptor magnetotérmico.....	58
Ilustración 25: Esquema de la instalación.....	59
Ilustración 26: Diseño 3D de la instalación sobre la cubierta.....	59
Ilustración 27: Promoción horaria en la tarifa solar.....	61

## Índice de Tablas.

Tabla 1: Clasificación de los tipos de células solares.....	7
Tabla 2: Clasificación de las instalaciones solares.....	8
Tabla 3: Clasificación de los tipos de autoconsumo.....	10
Tabla 4: Demanda media horaria de cada mes en Wh. ....	15
Tabla 5: Resultados cálculo de inclinación óptima.....	22
Tabla 6: Resultado de la instalación óptima y diseñada.....	23
Tabla 7: Temperatura máxima y mínima histórica.....	26
Tabla 8: Parámetros característicos de los módulos.....	28
Tabla 9: Valores estimados de pérdidas (IDAE). ....	35
Tabla 10: Pérdidas estimadas en el cableado (IDAE).....	37
Tabla 11: Hoja de resultados de generación de la ISF para Enero.....	39
Tabla 12: Consumo y producción anual.....	42
Tabla 13: Parámetros característicos del inversor. ....	45
Tabla 14: Intensidades admisibles (A) montaje tipo B al aire 40°C.....	53
Tabla 15: Intensidades admisibles (A) montaje tipo A al aire 40°C.....	55
Tabla 16: Hoja de cálculo del presupuesto. ....	60
Tabla 17: Hoja comparativa de cálculo de la factura de Enero.....	62
Tabla 18: Hoja comparativa de cálculo de la factura de Junio.....	62
Tabla 19: Hoja de cálculo del ahorro anual.....	63
Tabla 20: Consumo y producción anual.....	66
Tabla 21: Cuantías económicas según el tipo de instalación.....	66

## 1 Introducción.

Antes de comenzar a realizar el diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica, se va a realizar una breve introducción y explicación de los conceptos más relevantes a tener en cuenta a la hora de desarrollar una instalación solar fotovoltaica.

### 1.1 Instalaciones solares fotovoltaicas.

Antes de iniciarse en el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica se debe conocer los componentes que conforman una instalación solar y las posibles opciones que tenemos para realizar el diseño en base a las demandas del cliente y las restricciones del distribuidor de la zona.

En lo que a características principales se refiere, podemos encontrar dos tipos de instalaciones:

- **Instalaciones Aisladas de Red:** Son instalaciones que no tienen acceso a la red eléctrica.
- **Instalaciones Conectadas a Red:** Son instalaciones que tienen conexión a la red eléctrica.

Por lo general las instalaciones solares fotovoltaicas pueden contar con los siguientes componentes:

- **Módulo fotovoltaico**

Es el elemento primordial de la instalación, su función es convertir la energía procedente del sol en energía eléctrica. La instalación suele estar compuesta por diversos paneles que la dotan de la potencia deseada.

Existen diferentes tecnologías de fabricación de las células con las cuales se pueden obtener células de silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Tabla 1: Clasificación de los tipos de células solares.

- **Regulador de carga**

Es el nexo de unión entre los paneles solares y los elementos de consumo de la instalación. El regulador de carga suele estar presente en instalaciones aisladas de red con acumulación de energía y su finalidad es proteger a los acumuladores ante sobrecargas y proporcionar una tensión nominal de funcionamiento a su salida. En la actualidad hay inversores híbridos que realizan las funciones del regulador entre otras.

- **Batería**

Proporciona energía a la instalación durante los periodos de ausencia de luz o baja luminosidad y su función es acumular la energía para la instalación. Pueden estar presentes tanto en instalaciones aisladas como en conectadas a red. Existen diversos tipos de baterías, pero puesto que el proyecto carece de estas, no se va a profundizar en el tema.

- **Inversor**

Convierte la corriente continua del sistema en corriente alterna. Alimenta los aparatos que trabajan con corriente alterna. En algunas instalaciones aisladas con cargas en continua es posible que no esté presente.

Conociendo esto podemos realizar una clasificación de las posibles instalaciones existentes según sus componentes y si están conectadas o no a red.

INSTALACIONES CONECTADAS A RED	Con excedentes	Con Acumulación
		Sin Acumulación
	Sin Excedentes (sistema antivertido)	Con Acumulación
		Sin Acumulación
INSTALACIONES AISLADAS DE RED	Con cargas en DC	Con Acumulación
		Sin Acumulación
	Con cargas en AC o ambas (AC/DC)	Con Acumulación
		Sin Acumulación

Tabla 2: Clasificación de las instalaciones solares.

A continuación, se muestra una ilustración esquemática de instalación solar fotovoltaica genérico con todos los posibles componentes pudiéndose variar según la predisposición de estos en la instalación.

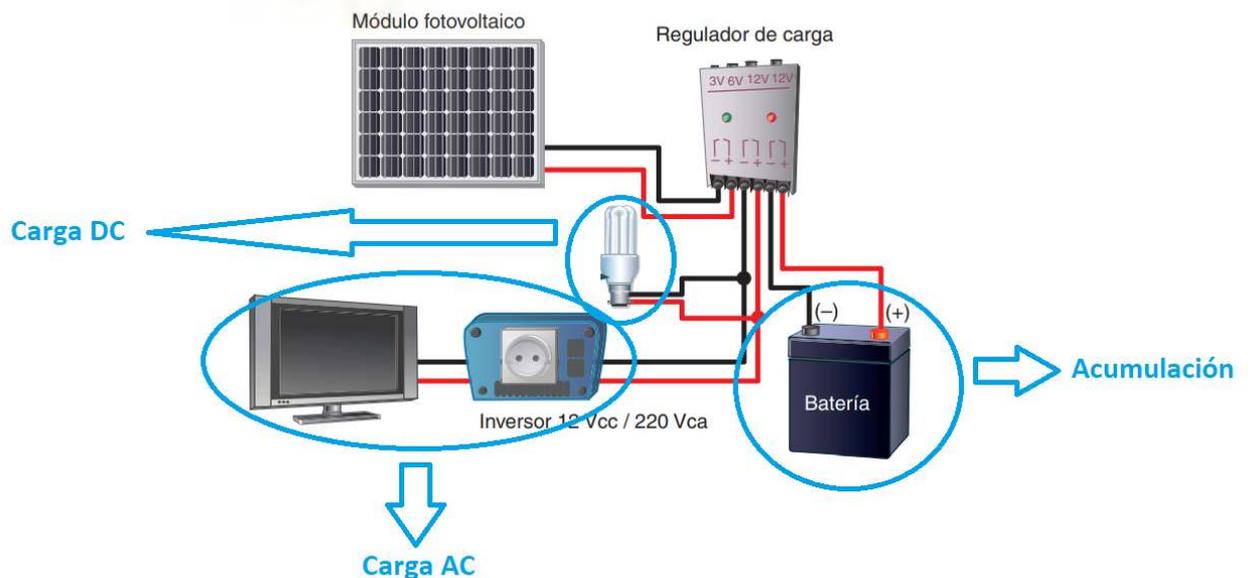


Ilustración 1: Esquema genérico de un sistema solar fotovoltaico.

Como vemos es una imagen un poco genérica y hay que tener en cuenta que, como ya hemos comentado, en la actualidad disponemos en el mercado de unos inversores híbridos que realizan la función del regulador de carga, por lo que en instalaciones con acumulación y cargas en corriente alterna es muy posible que nos encontremos estos tipos de inversores.

Por otra parte, existe una clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas que no atiende a aspectos constructivos de la instalación, sino que se centra en otras características que definen las instalaciones y que la podemos encontrar en el RD244/2019 en la cual se detalla el uso y finalidad de las posibles instalaciones, así como la clasificación mencionada.

La primera característica que encontramos es el tipo de autoconsumo realizado en la instalación, este puede ser de dos tipos:

- **Autoconsumo individual:** Es aquel en el que solo hay un consumidor asociado a la instalación o instalaciones generadoras.
- **Autoconsumo colectivo:** Es aquel en el que hay varios consumidores asociados a la instalación o instalaciones generadoras.

Puesto que el tipo de autoconsumo que nos interesa es el autoconsumo individual, nos centraremos en seguir desarrollando este.

En la modalidad de autoconsumo individual existen dos características que definen por completo las instalaciones, estas son la potencia instalada y los excedentes de energía.

- Potencia instalada.
  - Potencia de producción  $\leq$  100 kW.
  - Potencia de producción  $>$  100 kW.

➤ Excedentes de energía.

- Con excedentes
  - Acogida a compensación.
  - No acogida a compensación.

Se deberá vender la energía excedente en el mercado eléctrico.

- Sin excedentes (mecanismo anti-vertido)

A continuación, se muestra una tabla resumen de lo explicado anteriormente.

<b>Autoconsumo INDIVIDUAL</b> Un consumidor asociado 0	<b>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</b> Conexión Red interior	<b>SIN excedentes</b> Existen mecanismos anti-vertido
		<b>CON excedentes ACOGIDA a compensación</b> Fuente renovable Potencia de producción ≤ 100kW Contrato único consumo-auxiliares Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo
<b>Autoconsumo COLECTIVO</b> Varios consumidores asociados		<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Resto de instalaciones con excedentes
	<b>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</b> Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación-consumo < 500m. Misma referencia catastral (14dígitos)	<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Instalaciones con excedentes

Tabla 3: Clasificación de los tipos de autoconsumo.

Es importante saber si la zona de la instalación es en suelo urbanizable o no, ya que nos podremos encontrar con limitaciones por parte de la distribuidora que harán que debamos realizar la instalación con otros componentes y características diferentes a las que se tenía en mente en un principio.

## 2 Objetivo de la instalación.

El objetivo de este trabajo es el diseño de una instalación solar de autoconsumo con excedentes y con acogida a compensación de una vivienda situada en Monforte del Cid.

Se deberá adecuar la potencia de la instalación a las necesidades del consumidor, ya que la finalidad de esta es la de consumir la menor cantidad posible de energía de la red eléctrica, reduciendo así la cuantía de la factura de la luz y contribuyendo al desarrollo de las energías renovables.

En este tipo de instalaciones es muy importante que el usuario tenga conocimiento de que, si quiere obtener el máximo ahorro posible en la factura eléctrica, deberá desplazar la demanda energética a los momentos de producción de la ISF.

Esto puede suponer que el usuario deba cambiar su estilo de vida y en algunos casos resulta difícil o incluso imposible.

Sabiendo esto, y teniendo en cuenta que nuestra sociedad está viviendo una transición energética en la que rápidamente puedan cambiar las necesidades del cliente, el diseño se ha efectuado dejando abierta la posibilidad de realizar posibles modificaciones para que la ISF pueda también actualizarse con estas y que no nos penalicen lo costes económicos de estas actualizaciones.

Se prestará especial atención a que la instalación cumpla con la normativa vigente, a no sobredimensionar la instalación ni el coste de los componentes, y a que el diseño cumpla unas condiciones aptas para la posible solicitud de una subvención.

Es muy importante no sobredimensionar la ISF ya que puede acarrear tiempos más largos de amortización y, puesto que la intención es acogerse a la compensación simplificada, los beneficios que se obtienen con el vertido de los excedentes no aumentarán significativamente por el hecho de tener más potencia instalada ya que dicha compensación se efectúa sobre el término de energía de la factura, por el contrario, el término de potencia permanece siempre intacto.

Por último, mencionar que para la realización de la instalación se ha tenido en cuenta tanto las especificaciones como la normativa vigente en cuanto a ISF se refiere.





Ilustración 3: Vista aérea del municipio y ubicación de vivienda.



Ilustración 4: Vista aérea de la vivienda y cubierta.

## **4 Datos de demanda eléctrica de la vivienda.**

Para iniciarse en el cálculo de una ISF es de vital importancia conocer las necesidades energéticas del cliente, ya que a mayor información que tengamos en nuestro poder mejor podemos efectuar el dimensionado.

Aunque existen diversas formas de poder realizar el dimensionado, hay que señalar que algunas harán que el diseño se ciña de una forma más exacta a lo que el cliente busca y necesita.

### **4.1 Obtención de la demanda horaria anual.**

En este caso, se tenía acceso al contador inteligente de la vivienda, por lo que se ha hecho una extracción del consumo horario del año 2019.

Se ha realizado del 2019 y no de uno más actual ya que debido al COVID 19 nuestra vida no se ha desarrollado con normalidad, afectando a la vida social y por consiguiente a nuestras necesidades diarias energéticas.

Dicha extracción de datos se ha realizado gracias al contador inteligente que tiene el suministro y con ayuda de la página web de Iberdrola I-DE, cuya dirección es <https://www.i-de.es>.

En el caso de no haber realizado nunca un registro, se puede realizar fácilmente con el DNI del propietario, el CUPS del punto de suministro, un correo y un número de teléfono.

Una vez se tenga total acceso al contador, podemos ver y descargar una gran cantidad de información acerca de nuestro contrato y nuestro consumo.

Como ya hemos mencionado anteriormente, se ha descargado el consumo horario del año 2019 y una vez descargado se ha ordenado en una hoja de Excel para poder posteriormente valorar el consumo medio diario de cada mes con facilidad.

## 4.2 Obtención de las curvas de consumo horario.

Una vez tenemos todos los datos de consumo ordenados por meses, extraemos para cada mes del año el consumo de cada franja horaria en la que el contador ha efectuado una lectura, obteniendo así el consumo total del mes para cada hora. Para obtener los datos de consumo medio horario de todos los meses dividiremos el consumo total del mes para cada hora por la cantidad de días del mes, y con ayuda del gráfico adecuado obtendremos la curva de demanda media horaria mensual.

A continuación, se muestra una tabla con todos los datos de consumo ya ordenados y un gráfico con todas las curvas de demanda para cada mes.

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00 1:00	528	646	513	602	599	586	610	787	497	486	562	642
1:00 2:00	377	326	381	393	310	383	428	527	351	307	315	315
2:00 3:00	258	284	327	276	262	289	343	389	314	275	250	264
3:00 4:00	256	262	289	257	248	269	320	343	287	263	236	216
4:00 5:00	246	251	253	247	238	267	310	338	292	259	231	230
5:00 6:00	218	245	263	237	233	251	307	340	294	265	236	205
6:00 7:00	333	366	326	286	259	266	300	337	286	292	272	254
7:00 8:00	623	646	591	619	477	381	353	359	484	536	696	600
8:00 9:00	412	411	428	331	347	456	378	397	447	348	447	371
9:00 10:00	521	552	561	470	443	311	341	390	383	382	513	409
10:00 11:00	619	467	502	471	414	389	362	458	419	361	386	495
11:00 12:00	467	467	404	498	438	392	495	517	558	394	432	540
12:00 13:00	653	488	632	435	445	450	604	575	586	527	557	573
13:00 14:00	726	965	905	606	724	669	1099	873	642	979	911	935
14:00 15:00	863	1146	1124	1028	863	963	1779	1193	896	706	1103	1041
15:00 16:00	823	915	657	860	670	965	2004	1440	691	638	727	783
16:00 17:00	716	758	661	690	671	789	1884	1260	685	437	688	568
17:00 18:00	601	519	559	594	445	638	932	652	543	504	672	672
18:00 19:00	675	630	600	501	423	620	904	502	501	577	775	578
19:00 20:00	850	725	756	550	564	499	897	509	503	747	845	687
20:00 21:00	735	899	773	630	679	589	786	540	606	722	975	903
21:00 22:00	1105	1014	1004	841	761	860	656	632	693	877	960	900
22:00 23:00	993	977	730	808	856	703	751	581	572	766	845	812
23:00 0:00	918	822	708	725	720	705	601	589	616	825	736	708

Tabla 4: Demanda media horaria de cada mes en Wh.

Consumo medio horario mensual

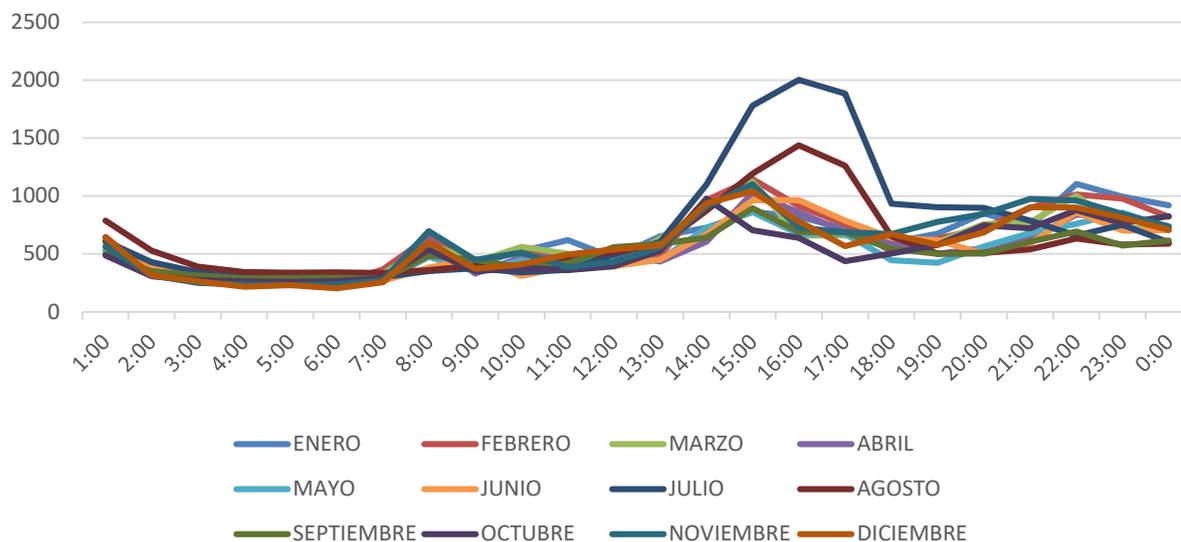


Ilustración 5: Gráfico de las curvas de demanda horaria de cada mes en Wh.

También se ha realizado un gráfico de barras con el consumo mensual y el consumo medio diario que posteriormente nos puede ser muy útil en cuanto a la justificación de la solución adoptada.

Consumo mensual

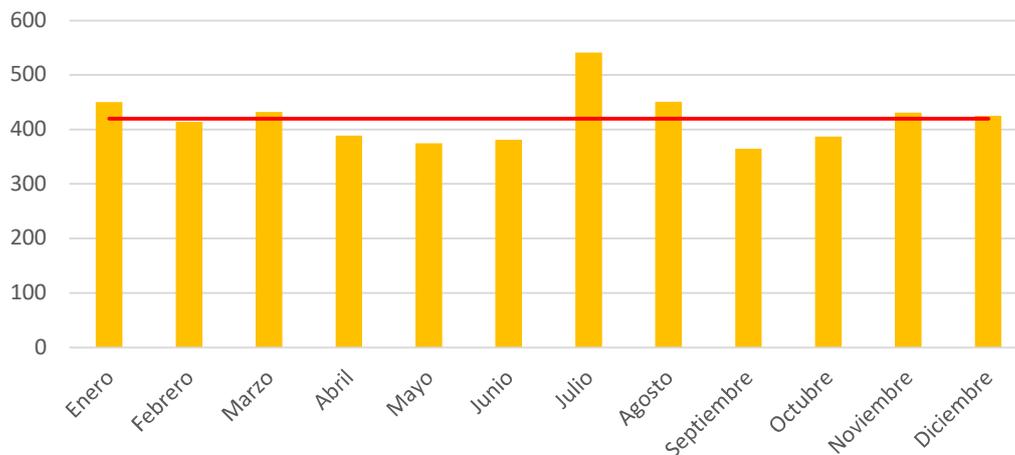


Ilustración 6: Gráfico del consumo total mensual en kWh.

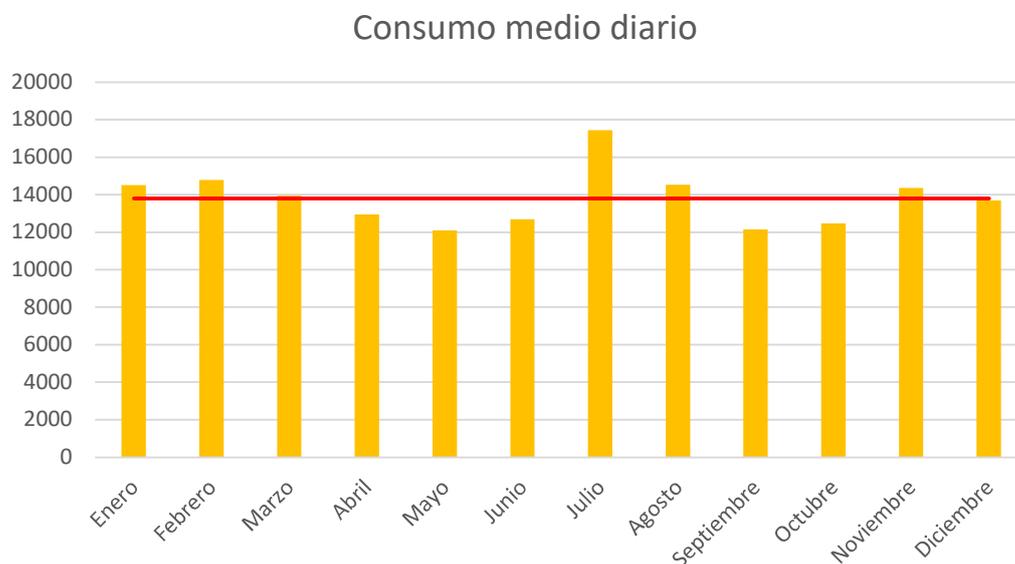


Ilustración 7: Gráfico del consumo medio diario por mes en Wh.

Estos gráficos son útiles para conocer el consumo medio diario, que tiene un valor de 13.803 Wh, así como el consumo medio mensual, con un valor de 420 KWh y el consumo total anual, con un valor de 5.038 KWh. Éstos pueden resultar también muy interesantes para ver en qué mes es mayor la demanda energética y el consumo medio diario, puesto que ya sabemos que cuanto mayor sea la cantidad de información que tengamos en nuestro poder más detallada y completa será la justificación de las soluciones adoptadas para la instalación.

## **5 Diseño y dimensionado de la instalación fotovoltaica.**

Para poder realizar el diseño y dimensionado de la ISF, primero debemos tener conocimiento de una serie de parámetros necesarios que serán los datos de partida para realizar los cálculos de la instalación.

### **5.1 Datos de partida.**

Deberemos tener conocimiento tanto de la ubicación de la vivienda como las dimensiones y características constructivas de la cubierta en la cual se realizará la instalación.

Anteriormente ya se ha obtenido la ubicación de la vivienda y la cubierta, como también algunos de los datos característicos de esta, aunque para poder realizar una correcta instalación, lo más recomendable es realizar un trabajo de campo y observar de primera mano las características de la zona de instalación. Esto es importante para conocer los posibles obstáculos presentes, minimizar las posibles desviaciones en los valores de los cálculos y para saber qué tipo de montaje y fijación es la más adecuada para dicha cubierta.

Otra de las consideraciones importantes que se debe tener en cuenta al inicio del dimensionado son las posibles sobras que se puedan estar presentes en determinados momentos del día en la zona de instalación.

En nuestro caso la cubierta no presenta ningún tipo de problemas de sombras.

#### **5.1.1 Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos.**

El ángulo de inclinación ( $\beta$ ) y el ángulo de orientación o azimut ( $\alpha$ ) definen completamente la instalación fotovoltaica, ya que la combinación de ambos ángulos orienta la superficie de los paneles haciendo que sea mayor o menor la captación solar de estos.

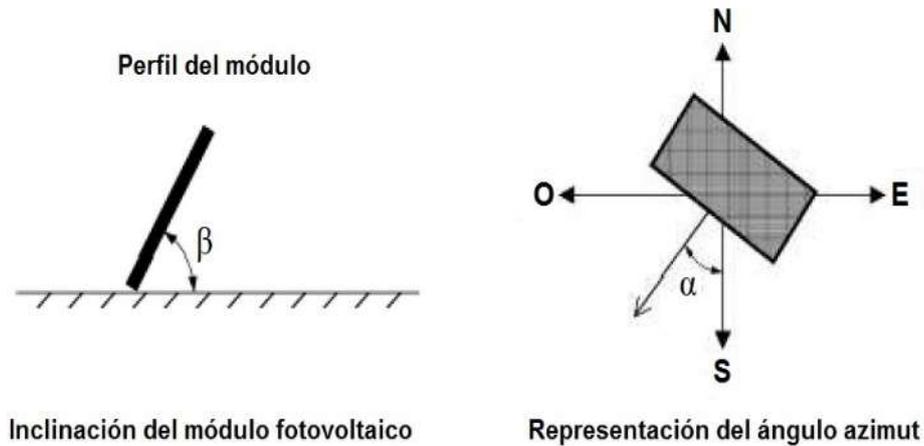


Ilustración 8: Ángulos característicos.

Actualmente en el mercado podemos encontrar una gran cantidad de soluciones constructivas para nuestra instalación, por lo que en la mayoría de ocasiones, la orientación e inclinación de la instalación se deberá realizar a criterio del instalador.

Esto no quiere decir que unas instalaciones sean mejor que otras, simplemente se pueden adoptar soluciones diferentes según las demandas del cliente y posiblemente estas tengan un rendimiento muy parecido sino igual a otras.

En nuestro caso para obtener con bastante precisión el ángulo de orientación de la cubierta se ha utilizado el programa AutoCAD.

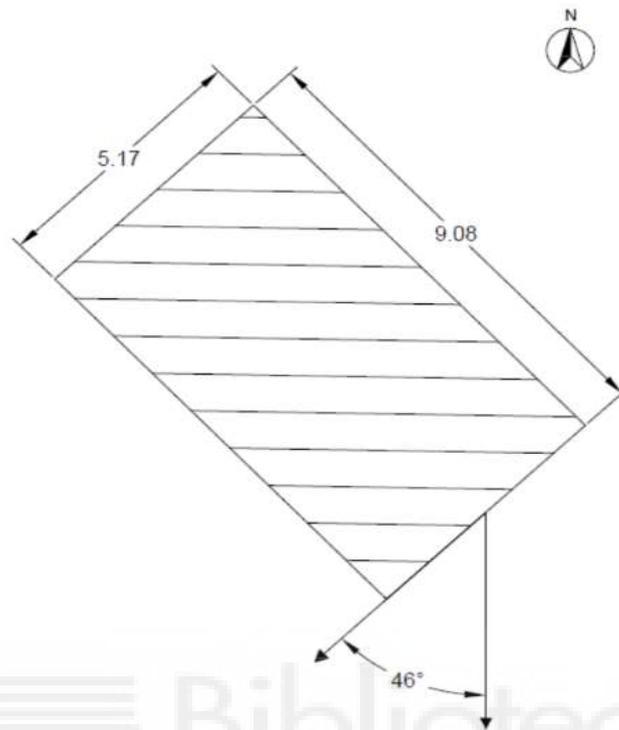


Ilustración 9: Cálculo del ángulo de orientación.

Teniendo en cuenta la orientación y según nuestro criterio, podríamos adoptar dos posibles soluciones.

La primera opción era orientar los paneles a  $-44^\circ$ , pero esta opción no optimiza muy bien la superficie ya que habría que dejar espacio entre las filas de paneles para evitar sombras entre estos, desperdiciando así mucha superficie útil.

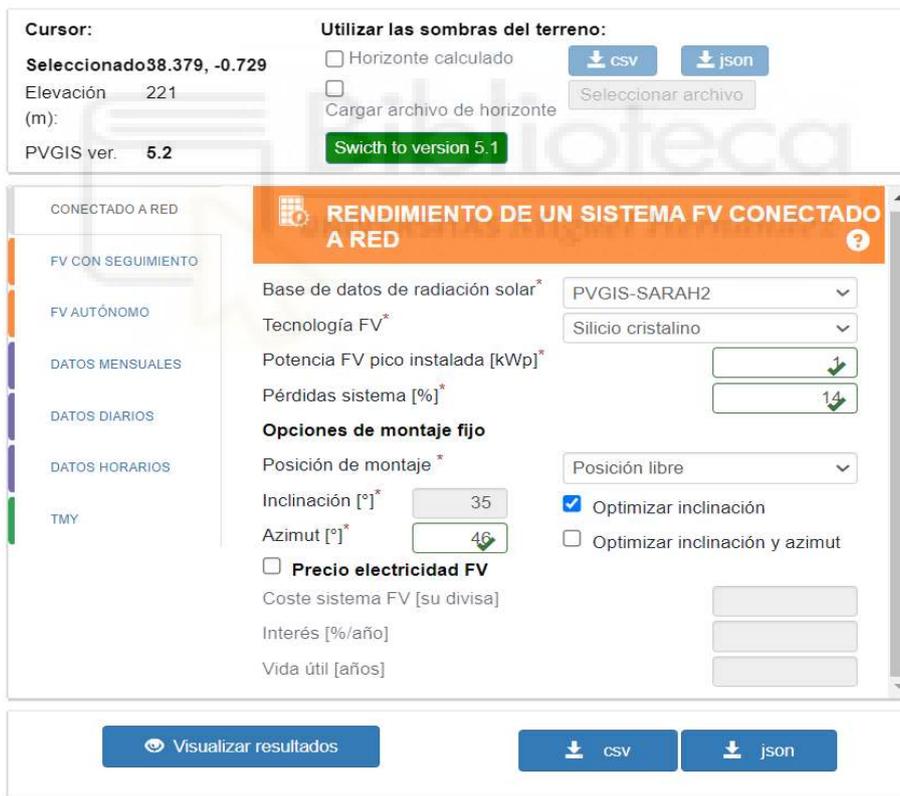
La segunda opción, que es la que se ha adoptado y se muestra en la siguiente imagen, consiste en orientar los paneles a  $46^\circ$ , de esta forma se ahorraría una gran cantidad de espacio debido a que los paneles no ejercen tanta sombra en la superficie útil de instalación, pudiendo realizar, si la situación lo requiere, una futura ampliación de potencia sin tener ninguna limitación de superficie de instalación.

Una vez seleccionada la orientación que tendrán nuestros paneles, deberemos pasar a seleccionar la inclinación de estos.

Para conocer la mejor inclinación para nuestro diseño se utilizará la herramienta de PVGIS a la que se puede acceder fácilmente desde la siguiente dirección web [https://www.re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://www.re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/).

Se sabe que en el mercado se pueden encontrar soportes para los paneles con ángulos determinados por lo que se obtendrá con el PVGIS el ángulo óptimo para la disposición que hemos fijado y se obtendrá el ángulo óptimo para la orientación seleccionada, de esta forma elegiremos unos soportes que tengan un ángulo lo más cercano al ángulo óptimo obtenido.

En la siguiente imagen se muestra la forma en la que se introducen los datos para posteriormente extraer la información que se necesite para cualquier configuración introducida.



The screenshot displays the PVGIS web interface for configuring a grid-connected PV system. The interface is divided into several sections:

- Cursor:** Shows the selected coordinates as 38.379, -0.729, with an elevation of 221 meters. The PVGIS version is 5.2.
- Utilizar las sombras del terreno:** Includes checkboxes for "Horizonte calculado" and "Cargar archivo de horizonte", along with buttons for "csv", "json", and "Seleccionar archivo". A "Switch to version 5.1" button is also present.
- CONECTADO A RED:** A sidebar menu with options like "FV CON SEGUIMIENTO", "FV AUTÓNOMO", "DATOS MENSUALES", "DATOS DIARIOS", "DATOS HORARIOS", and "TMY".
- RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED:** The main configuration area with the following fields:
  - Base de datos de radiación solar\*: PVGIS-SARAH2
  - 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 [°]\*: 45
    - Optimizar inclinación
    - Optimizar inclinación y azimut
  - Precio electricidad FV
  - Coste sistema FV [su divisa]:
  - Interés [%/año]:
  - Vida útil [años]:
- Buttons:** "Visualizar resultados", "csv", and "json".

Ilustración 10: Introducción de datos PVGIS.

En la herramienta se ha seleccionado la pestaña de conectado a red, ya que nuestra instalación es una instalación conectada a red.

Se ha introducido una potencia pico de 1 kWp que es solo de referencia y un 14% de pérdidas que es una buena estimación que viene prefijada por la herramienta, seleccionamos la posición de montaje que es en posición libre y por último seleccionar la casilla de optimizar inclinación, ya que la orientación ya la hemos seleccionado posteriormente.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

#### Resumen

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.379,-0.729
Horizonte:	Ninguno
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	32 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	46
Producción anual FV [kWh]:	1571.66
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2037.14
Variación interanual [kWh]:	52.07
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.73
Efectos espectrales [%]:	0.52
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.25
Pérdidas totales [%]:	-22.85

Tabla 5: Resultados cálculo de inclinación óptima.

Como se observa el ángulo de inclinación óptimo para una orientación de los paneles de 46° sería de 32°, por lo que se ha seleccionado una inclinación de 30°, que es lo más cercana posible al ángulo óptimo y hay disponibilidad de soportes de paneles con este ángulo.

Resumen		Resumen	
<b>Datos proporcionados:</b>		<b>Datos proporcionados:</b>	
Localización [Lat/Lon]:	38.378,-0.726	Localización [Lat/Lon]:	38.378,-0.726
Horizonte:	Ninguno	Horizonte:	Ninguno
Base de datos:	PVGIS-SARAH2	Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino	Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1	FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14	Pérdidas sistema [%]:	14
<b>Resultados de la simulación:</b>		<b>Resultados de la simulación:</b>	
Ángulo de inclinación [°]:	36 (opt)	Ángulo de inclinación [°]:	30
Ángulo de azimut [°]:	-1 (opt)	Ángulo de azimut [°]:	46
Producción anual FV [kWh]:	1677.97	Producción anual FV [kWh]:	1570.46
Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2166.62	Irradiación anual [kWh/m <sup>2</sup> ]:	2035.78
Variación interanual [kWh]:	46.72	Variación interanual [kWh]:	51.15
Cambios en la producción debido a:		Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.55	Ángulo de incidencia [%]:	-2.75
Efectos espectrales [%]:	0.57	Efectos espectrales [%]:	0.51
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.12	Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.24
Pérdidas totales [%]:	-22.55	Pérdidas totales [%]:	-22.86

Tabla 6: Resultado de la instalación óptima y diseñada.

Como la instalación no tiene las condiciones óptimas de diseño, se produce una disminución de la energía generada de un 6,4% como se puede deducir de los datos obtenidos.

Una vez fijados estos datos para la instalación, pasaremos a seleccionar qué modelo de módulo fotovoltaico se va a instalar y con ello posteriormente la potencia pico.

## **5.2 Cálculo y selección de componentes.**

Se ha visto en apartados anteriores como obtener con PVGIS los parámetros óptimos para una instalación y la producción energética anual para la instalación óptima, también hemos calculado la producción energética anual con los parámetros que se han predefinido.

A continuación, se seguirá con un proceso de cálculo y selección de componentes para terminar de dimensionar y diseñar la ISF.

### **5.2.1 Selección de los paneles fotovoltaicos.**

Antes de determinar la potencia pico para la ISF, primero se ha seleccionado el modelo de panel solar que se utilizará en la instalación.

Esto se ha hecho así ya que para determinar la potencia pico a instalar se tendrá en cuenta los escalones de potencia que serán proporcionales a la potencia pico del panel seleccionado.

El modelo de panel seleccionado es el A-550M ATERSA GS y cuenta con una potencia de 550W, es un panel elaborado por ATERSA y es un panel de alto rendimiento.

Este modelo está elaborado con silicio monocristalino y cuenta con 144 medias células, y tecnología PERC.

La media célula o también llamado “half-cell” supone un avance tecnológico en las placas solares, ya que con esta tecnología se consigue una mayor eficiencia y una mayor vida útil del módulo.

La media célula se ha podido llevar a cabo gracias a la tecnología de corte por láser, y gracias a ello, las pérdidas por resistencia del circuito disminuyen, se reduce la temperatura de la célula y con ello la aparición de puntos calientes y soportan mejor los esfuerzos mecánicos.

La tecnología PERC también es otro avance tecnológico que ha contribuido al aumento del rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

La tecnología PERC consiste en añadir una capa adicional en la parte trasera del panel solar que permite reflejar de nuevo hacia la célula parte de los fotones que la atraviesan.

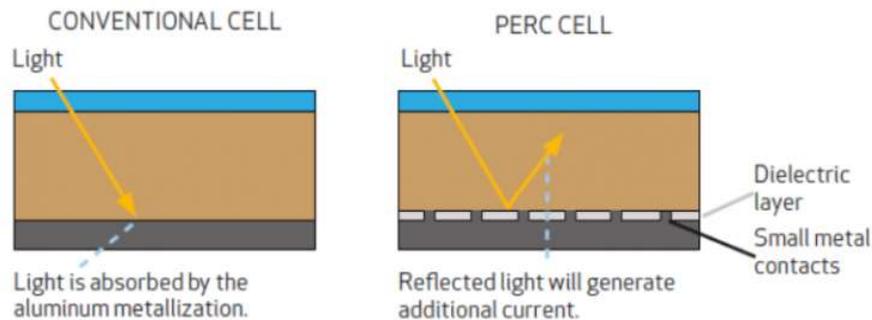


Ilustración 11: Funcionamiento tecnología PERC.

Los parámetros más significativos del módulo son los siguientes:

- $P_{max}$ : Se mide en vatios pico (Wp), es la potencia máxima que puede suministrar el panel bajo unas condiciones estándar de medida.
- $V_{mp}$ : Tensión en el punto de máxima potencia.
- $I_{mp}$ : Intensidad en el punto de máxima potencia.
- $V_{oc}$ : Tensión en circuito abierto, es la tensión máxima del panel, se mide cuando no se tiene cargas conectadas y su valor varía en función de las condiciones atmosféricas.
- $I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito, es la intensidad que se produce en ausencia de tensión en el circuito, se mide directamente en bornes del sistema generador y su valor varía en función de las condiciones atmosféricas.
- Eficiencia del módulo (%): Es un parámetro que nos define la cantidad de potencia de radiación incidente que es capaz de transformar el panel fotovoltaico en potencia eléctrica

- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, es la temperatura que alcanzan las células cuando se le somete a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, una velocidad del viento de 1m/s y una distribución espectral AM 1,5.
- TK Isc: Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura.
- TK Voc: Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura.

### 5.2.2 Condiciones de operación de los módulos.

En este apartado se calculará una serie de parámetros que posteriormente serán de utilidad para poder asegurar el correcto funcionamiento del inversor.

Una de las cosas que debemos conocer es bajo qué condiciones de operación se ha efectuado la medición de los parámetros del módulo.

Si se observa la ficha técnica del panel, se puede ver que bajo las características eléctricas está escrito “Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Estándar (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C “.

Una vez determinado esto deberemos conocer las temperatura máxima y mínima de la ubicación, ya que las variaciones climatológicas harán que la instalación varíe la corriente generada y la tensión de la instalación.

Estos datos son difíciles de obtenerlo para una ubicación determinada ya que no hay estaciones meteorológicas en todas las localidades por lo que estos datos se han obtenido de la estación meteorológica más cercana a nuestra ubicación, la estación meteorológica ALICANTE-ELCHE AEROPUERTO, situado en el Altet.

Variable	Anual
Tem. máx. absoluta (°C)	41.4 (04 jul. 1994)
Tem. mín. absoluta (°C)	-3.8 (26 dic. 1970)

Tabla 7: Temperatura máxima y mínima histórica.

Para el cálculo cogemos como temperatura más baja  $-3.8\text{ °C}$  y la más alta  $41.4\text{ °C}$  y se calculará a qué temperatura estaría trabajando la célula solar fotovoltaica con estas condiciones.

Aproximamos la temperatura de la célula con la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + \left( \frac{TONC - 20}{800} \right) \cdot E$$

Donde:

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

$T_a$  Temperatura ambiente, en  $^{\circ}\text{C}$ .

$TONC$  Temperatura de operación nominal del módulo.

$E$  Irradiancia solar, en  $\text{W}/\text{m}^2$ .

La corrección para la temperatura más baja se hará teniendo en cuenta una Irradiancia de  $100\text{ w}/\text{m}^2$  puesto que se dará en invierno y su valor es:

$$T_c = -3,8 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \cdot 100 = -0,675\text{ °C}$$

En cuanto a la corrección para la temperatura más alta se hará teniendo en cuenta una Irradiancia de  $1000\text{ w}/\text{m}^2$  puesto que se dará en verano y su valor es:

$$T_c = 41,4 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 72,65\text{ °C}$$

Con estas temperaturas podemos verificar que los paneles nunca trabajaran fuera del rango de temperatura que soportan, que según su ficha técnica son de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $85^{\circ}\text{C}$ .

Una vez verificado el rango de temperaturas, pasaremos a calcular otras condiciones que verifiquen el correcto funcionamiento del inversor. Para ello, haremos uso de los datos extraídos de la ficha técnica de los módulos y que se han recogido en una tabla seleccionando los datos más relevantes para el desarrollo de estos cálculos.

ATERSA A-550M GS 144	
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia Máxima (Pmax)	550 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	14.04 A
TONC	45 °C
<b>Características de temperatura</b>	
Coef. Temp. De Isc (TK Isc)	0.048 %/°C
Coef.Temp. De Voc (TK Voc)	-0.28 %/°C

Tabla 8: Parámetros característicos de los módulos.

### Corriente de cortocircuito

A continuación, realizaremos el cálculo de la corrección de corriente para las temperaturas de las células obtenidas.

Deberemos buscar en la ficha técnica del módulo el parámetro de variación de la intensidad con la temperatura, que se menciona como TK Isc y tiene un valor de  $0,048\ \%/^{\circ}\text{C}$  y el de la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar (Isc) que tiene un valor de  $14,04\ \text{A}$ .

Nos ayudaremos de la siguiente fórmula para calcular esta variación:

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(25^{\circ}\text{C}) + I_{sc}(25^{\circ}\text{C}) \cdot \Delta T \cdot TK I_{sc}$$

Donde:

$I_{sc}(T)$  Corriente de cortocircuito a una temperatura deseada.

$I_{sc}(25^{\circ}\text{C})$  Tensión de circuito abierto en condiciones estándar de medida.

$\Delta T$  Variación de temperatura de las condiciones de medida y la temperatura deseada.

$TK I_{sc}$  Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura.

La corriente de cortocircuito para la temperatura más baja:

$$I_{sc}(-0,675^{\circ}\text{C}) = 14,04 + 14,04 \cdot (-0,675 - 25) \cdot 0,00048 = 13,88 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito para la temperatura más alta:

$$I_{sc}(72,65^{\circ}\text{C}) = 14,04 + 14,04 \cdot (72,65 - 25) \cdot 0,00048 = 14,36 \text{ A}$$

### **Tensión de circuito abierto**

Para el cálculo de la tensión en circuito abierto aplicaremos también una fórmula para las dos temperaturas obtenidas.

Deberemos buscar en la ficha técnica del módulo el parámetro de variación de la intensidad con la temperatura, que se menciona como  $TK Voc$  y tiene un valor de  $-0,28 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  y el de la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar ( $Voc$ ) que tiene un valor de  $49,60 \text{ V}$ .

Nos ayudaremos de la siguiente fórmula para calcular esta variación:

$$V_{oc}(T) = V_{oc(25^{\circ}C)} + V_{oc(25^{\circ}C)} \cdot \Delta T \cdot TK V_{oc}$$

Donde:

$V_{oc}(T)$  Tensión de circuito abierto a una temperatura deseada.

$V_{oc(25^{\circ}C)}$  Tensión de circuito abierto en condiciones estándar de medida.

$\Delta T$  Variación de temperatura de las condiciones de medida y la temperatura deseada.

$TK V_{oc}$  Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura.

La tensión de circuito abierto para la temperatura más baja:

$$V_{oc}(-0,675^{\circ}C) = 49,60 + 49,60 \cdot (-0,67 - 25) \cdot -0,0028 = 53,17 \text{ V}$$

La tensión de circuito abierto para la temperatura más alta:

$$V_{oc}(72,65^{\circ}C) = 49,60 + 49,60 \cdot (72,65 - 25) \cdot -140,0028 = 42,98 \text{ V}$$

### **Corriente y tensión en PMP**

Por último, calcularemos la corrección de tensión e intensidad en el punto de máxima potencia del módulo para posteriormente poder asegurar el correcto funcionamiento del inversor en su rango de tensión e intensidad.

Para la corrección de la corriente en el punto de máxima potencia lo haremos solo para la temperatura de la célula más alta ya que nos dará la intensidad más alta a la que podría funcionar la instalación que es la que nos interesa. En cuanto a la tensión, se hará el cálculo para ambas temperaturas de la célula.

Para el cálculo de la intensidad en el punto de máxima potencia usaremos la siguiente fórmula:

$$I_{pmp}(T) = I_{pmp}(25^{\circ}C) + I_{pmp}(25^{\circ}C) \cdot \Delta T \cdot TK I_{sc}$$

Donde:

$I_{pmp}(T)$  Corriente en el punto de máxima potencia a una temperatura deseada.

$I_{pmp}(25^{\circ}C)$  Corriente en punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida.

$\Delta T$  Variación de temperatura de las condiciones de medida y la temperatura deseada.

$TK I_{sc}$  Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura.

La corriente de cortocircuito para la temperatura más alta:

$$I_{pmp}(72,65^{\circ}C) = 13,48 + 13,48 \cdot (72,65 - 25) \cdot 0,00048 = 13,79 \text{ A}$$

Para el cálculo de las tensiones en el punto de máxima potencia usaremos la siguiente fórmula:

$$V_{pmp}(T) = V_{pmp}(25^{\circ}C) + V_{pmp}(25^{\circ}C) \cdot \Delta T \cdot TK V_{oc}$$

Donde:

$V_{pmp}(T)$  Tensión en el punto de máxima potencia a una temperatura deseada.

$V_{pmp}(25^{\circ}C)$  Tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida.

$\Delta T$  Variación de temperatura de las condiciones de medida y la temperatura deseada.

$TK V_{oc}$  Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura.

La tensión en el punto de máxima potencia para la temperatura más baja:

$$V_{pmp} (-0,675^{\circ}C) = 40,83 + 40,83 \cdot (-0,675 - 25) \cdot -0,0028 = 43,77 \text{ V}$$

La tensión en el punto de máxima potencia para la temperatura más alta:

$$V_{pmp} (72,65^{\circ}C) = 40,83 + 40,83 \cdot (72,65 - 25) \cdot -0,0028 = 35,38 \text{ V}$$

### 5.2.3 Determinación de la potencia pico a instalar.

Para determinar la potencia pico de la instalación se ha hecho uso de la herramienta PVGIS y de una hoja de cálculo Excel, en la que se introducirán los datos extraídos de PVGIS para posteriormente generará una curva de producción de la ISF según la potencia pico que se introduzca y que compararemos con las curvas de demanda energética obtenidas con anterioridad para comprobar que la potencia pico instalada es la adecuada.

#### 5.2.3.1 Obtención de la irradiancia y la temperatura con PVGIS.

Ya se ha visto cómo se obtiene información de una ISF con unas determinadas características con la herramienta PVGIS, pero para seguir con el dimensionado debemos extraer la irradiancia y la temperatura del aire para la ubicación seleccionada para cada mes.

Como se verá, esta información será de gran utilidad para posteriormente obtener las curvas de producción medias de cada mes, enfrentarlas a las curvas de demanda y comprobar el correcto dimensionado de la instalación, así como para justificar el correcto funcionamiento de todos los componentes de la ISF.

A continuación, se muestra una ilustración de la introducción de datos en PVGIS para la obtención de los datos mencionados.

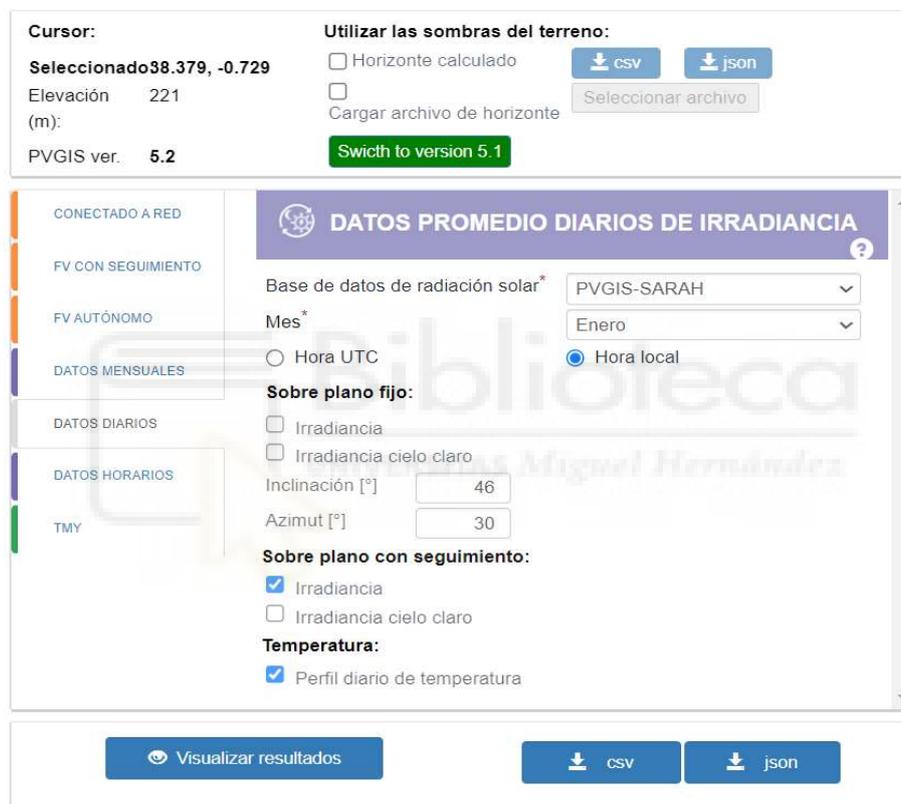


Ilustración 12: Introducción y extracción de datos en PVGIS.

Como se muestra en la ilustración, para la extracción de estos datos nos deberemos situar en la pestaña de datos diarios. Posteriormente seleccionaremos la base de datos y seleccionaremos el mes del año para el cual queremos estos datos. A continuación, seleccionaremos irradiación y perfil de temperatura para poder desbloquear las casillas de inclinación y azimut, donde introduciremos los dos ángulos característicos de la instalación que son 46° y 30° respectivamente.

Por último, deberemos descargar los datos en formato .cvs para posteriormente utilizarlos en la hoja de cálculo Excel que se ha desarrollado para la obtención de los datos de generación y con ello sus respectivas curvas.

Deberemos de realizar una descarga para cada mes de año, cambiando en la casilla el mes deseado y seleccionando el botón de descarga cvs.

### 5.2.3.2 Cálculo de la producción.

Como se ha comentado, para los datos de producción se utilizará los datos que se han obtenido del PVGIS.

Antes de trabajar con el Excel se deben aclarar una serie de conceptos que serán utilizados en la hoja de cálculo y se deben conocer para poder obtener la información de forma correcta.

Para este apartado se ha hecho uso del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE que tenemos a disposición en la página web.

Como se puede ver en este Pliego, la instalación tiene una serie de pérdidas que conforman el rendimiento global de la instalación y se calcula con la siguiente fórmula:

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

Donde:

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

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

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

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

Cuando no disponemos de información precisa para estos parámetros, en el Pliego se muestra una tabla con el valor aproximado que tienen estos valores y que es una muy buena estimación para utilizar en nuestro cálculo.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor estimado, media anual</i>
$L_{pol}$	0,03
$L_{dis}$	0,02
$L_{ref}$	0,03

Tabla 9: Valores estimados de pérdidas (IDAE).

También se sabe que las condiciones atmosféricas, influyen en la producción de la instalación por lo que un parámetro que afecta a la ISF es la temperatura de las células solares.

La fórmula que define la temperatura de la célula es la siguiente:

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

Donde:

$T_c$  Temperatura de las células solares, en °C.

$T_{amb}$  Temperatura ambiente, en °C.

$TONC$  Temperatura de operación nominal del módulo.

$E$  Irradiancia solar, en  $W/m^2$ .

De los parámetros comentados anteriormente,  $T_{amb}$  y  $E$  se han obtenido con el PVGIS y el  $TONC$  se puede obtener de la ficha técnica del módulo solar.

En nuestra hoja de cálculo obtendremos la temperatura de la célula para cada hora ya que esta irá cambiando y afecta al funcionamiento de la instalación.

Una vez obtenidos estos parámetros se puede pasar a calcular la potencia en corriente continua a la salida de los módulos, que se obtendrá con la siguiente fórmula:

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

Donde:

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

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

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

$g$  Coeficiente de temperatura de la potencia, en  $1/^\circ\text{C}$ .

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

$E$  Irradiancia solar, en  $\text{W}/\text{m}^2$ .

El parámetro  $g$  es un parámetro característico del módulo que puede extraerse de la ficha técnica. El parámetro  $P_o$  es la potencia pico instalada de la instalación que, como se ha dicho anteriormente, se modifica proporcionalmente hasta que la producción sea la que cubra las necesidades del cliente.

En el siguiente apartado se desarrollará mejor la determinación de la potencia pico de la instalación.

Una vez calculada la potencia fotovoltaica que generan los módulos, deberemos tener en cuenta las pérdidas que se producen en el cable que conecta las placas y el inversor.

Para el cálculo de la potencia que llega al inversor se ha hecho uso de la siguiente fórmula:

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

Donde:

$P_{cc,inv}$  Potencia de CC inmediatamente a la entrada del inversor, en W.

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

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

Para estas pérdidas se ha hecho uso también de una aproximación que encontramos en el Pliego del IDAE para instalaciones fotovoltaicas.

Parámetro	Valor estimado, media anual
$L_{cab}$	0,02

Tabla 10: Pérdidas estimadas en el cableado (IDAE).

Por último, para calcular la potencia en energía alterna que nos genera la ISF tendremos que tener en cuenta el rendimiento del inversor. En este caso, se tomará un rendimiento del 97% puesto que no se conoce todavía el inversor y la mayoría de los inversores rondan este valor.

Por lo tanto, calcularemos la potencia generada en corriente alterna con la siguiente fórmula:

$$P_{ca} = L_{inv} \cdot P_{cc,inv}$$

Donde:

$P_{ca,inv}$  Potencia de CA inmediatamente a la salida del inversor, en W.

$L_{inv}$  Pérdidas de potencia debidas al rendimiento del inversor.

$P_{cc,inv}$  Potencia de CC inmediatamente a la entrada del inversor, en W.

Después de aplicar todos estos pasos ya se tiene conocimiento de la producción en corriente alterna que tendremos de la instalación.

Se han aplicado estas fórmulas a las hojas de Excel y se ha introducido los datos obtenidos de PVGIS y los parámetros necesarios de los módulos para poder seleccionar la potencia pico adecuada.

### 5.2.3.3 Obtención de las curvas de producción.

Para poder obtener las curvas de producción se han aplicado estas fórmulas a un libro de EXCEL en el que se introducen los datos característicos de la instalación y automáticamente se obtiene los datos de demanda.

A continuación, se muestran una ilustración de la distribución y aspecto que tiene la hoja introducción de parámetros de la instalación.

Características de los modulos		Características del inversor	
Potencia del modulo	550	L inv	0,03
Numero de modulos	¿ ?		
g	0,0035		
TONC	45		
Otras características de instalación			
L cable	0,02		
L dis	0,02		
L ref	0,03		
L pol	0,03		
Rto, var	0,922082		

Ilustración 13: Hoja principal de introducción de parámetros.

Una vez introducidos los parámetros característicos de la instalación, encontraremos una hoja de cálculo para cada mes del año en la que se han calculado todos los datos desarrollados en el apartado anterior, obteniendo de esta forma la producción fotovoltaica para cada mes.

El aspecto de las hojas de cálculos se muestran a continuación.

ENERO							
Hora	E	T amb	T celula	Pcc, fot	Pcc,inv	Pca	
0:00 1:00	0	7,78	7,78	0,00	0,00	0,00	
1:00 2:00	0	7,31	7,31	0,00	0,00	0,00	
2:00 3:00	0	6,92	6,92	0,00	0,00	0,00	
3:00 4:00	0	6,63	6,63	0,00	0,00	0,00	
4:00 5:00	0	6,38	6,38	0,00	0,00	0,00	
5:00 6:00	0	6,17	6,17	0,00	0,00	0,00	
6:00 7:00	0	6	6,00	0,00	0,00	0,00	
7:00 8:00	0	5,85	5,85	0,00	0,00	0,00	
8:00 9:00	0	5,89	5,89	0,00	0,00	0,00	
9:00 10:00	43,19	6,09	7,44	139,50	136,71	132,61	
10:00 11:00	206,11	8,12	14,56	650,08	637,08	617,97	
11:00 12:00	375,46	10,73	22,46	1152,62	1129,57	1095,68	
12:00 13:00	528,49	12,36	28,88	1586,31	1554,59	1507,95	
13:00 14:00	618,76	13,4	32,74	1831,83	1795,19	1741,33	
14:00 15:00	663,52	14,09	34,83	1949,58	1910,59	1853,27	
15:00 16:00	605,54	14,45	33,37	1788,58	1752,81	1700,23	
16:00 17:00	502,45	14,43	30,13	1501,43	1471,40	1427,26	
17:00 18:00	314,09	13,92	23,74	959,97	940,77	912,54	
18:00 19:00	0,4	12,68	12,69	1,27	1,24	1,21	
19:00 20:00	0	11,35	11,35	0,00	0,00	0,00	
20:00 21:00	0	10,6	10,60	0,00	0,00	0,00	
21:00 22:00	0	9,86	9,86	0,00	0,00	0,00	
22:00 23:00	0	9,14	9,14	0,00	0,00	0,00	
23:00 0:00	0	8,41	8,41	0,00	0,00	0,00	

Tabla 11: Hoja de resultados de generación de la ISF para Enero.

Como se ha comentado anteriormente, los parámetros característicos de la instalación utilizados para el cálculo se han obtenido de la ficha técnica de los módulos o del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Una vez obtenidos los datos de generación, se obtendrá automáticamente el gráfico de la producción fotovoltaica con la potencia pico aproximada que hemos introducido para posteriormente compararlo con la curva de demanda y ver si cumple con los objetivos establecidos.

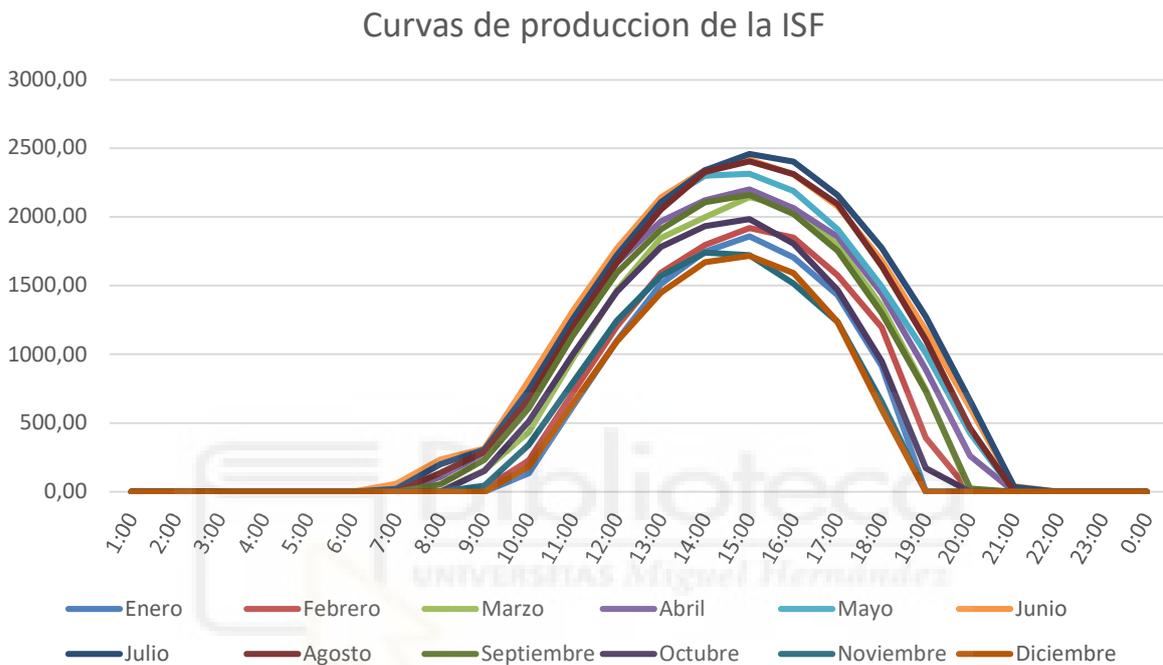


Ilustración 14: Gráfico de las curvas de producción de la ISF.

### 5.2.3.3 Potencia pico a instalar.

Como ya se ha comentado en el apartado anterior, se han enfrentado las curvas de demanda con las de producción y con la ayuda de los gráficos obtenidos durante todo el desarrollo realizado, se ha determinado que la cantidad de módulos a instalar es de 6 de modo que la instalación contará una potencia pico de 3.300 W.

A continuación, se mostrarán dos de los gráficos obtenidos, el del mes de enero, que es característico por su baja producción de energía y, por el contrario, el del mes de julio que tiene una gran producción energética, pero también tiene una demanda elevada posiblemente debido a un sistema de climatización.

Gráfico comparativo Enero

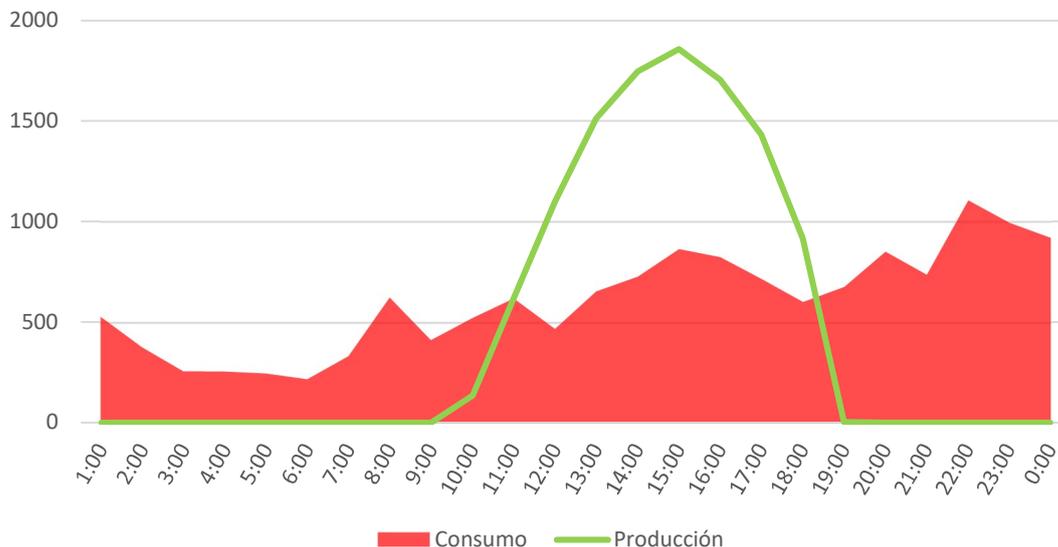


Ilustración 15: Gráfico de consumo y generación de Enero.

Gráfico comparativo Julio

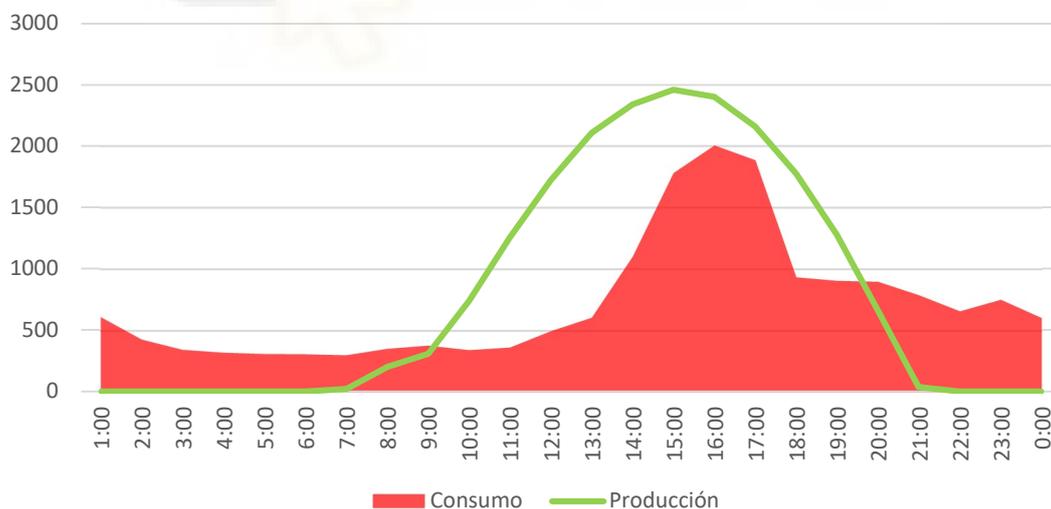


Ilustración 16: Gráfico de consumo y generación de Julio.

Como se aprecia en los gráficos, en horas de mayor producción el valor es más elevado que el valor de consumo, el motivo es que los datos de la demanda se han obtenido en un periodo de una hora, por lo que seguramente se haya producido picos de potencia que, con una mayor producción no se darían, intentando que la necesidad de obtener energía de la red sea lo menor posible.

Puesto que ya tenemos los datos de producción de la ISF, hemos obtenido también los datos globales anuales, ya que nos dará más indicios de que la instalación se ha dimensionado correctamente.

	CONSUMO kWh	PRODUCCIÓN kWh	
Enero	450,05	341,75	
Febrero	413,81	349,83	
Marzo	431,89	464,21	
Abril	388,64	501,40	
Mayo	374,76	562,49	
Junio	380,73	578,85	
Julio	540,75	603,22	
Agosto	450,40	569,32	
Septiembre	364,40	469,09	
Octubre	387,02	409,61	
Noviembre	431,05	325,83	
Diciembre	424,72	315,54	
<b>TOTAL</b>	<b>5038,22</b>	<b>5491,13</b>	<b>91,75%</b>

Tabla 12: Consumo y producción anual.

A continuación, se muestra una tabla con los valores de consumo anual y producción anual dividido por meses, y un gráfico en el que podemos ver estos datos de forma visual.

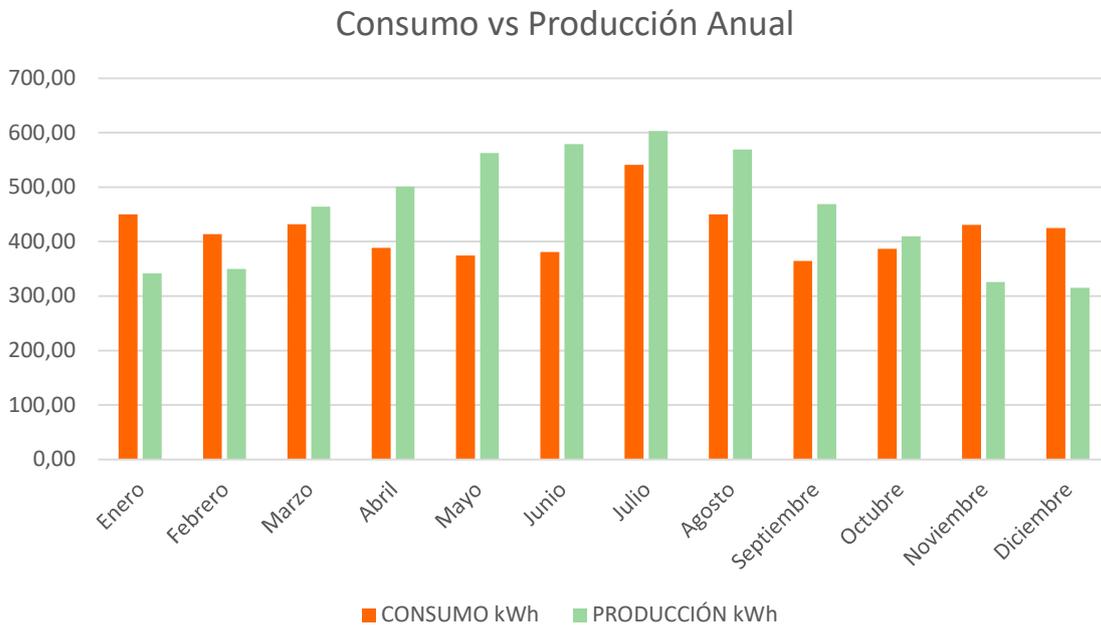


Ilustración 17: Gráfico de consumo y producción anual.

En la ilustración de la tabla se observa un porcentaje con valor de 91,75%, este valor es importante porque se buscará obtener una subvención para la ISF y uno de los requisitos para poder optar a esta dice lo siguiente: “ En cómputo anual, la suma de la energía eléctrica consumida por parte del consumidor o consumidores asociados a la instalación objeto de ayuda debe ser igual o mayor al 80 % de la energía anual generada por la instalación ”, por lo que nosotros estaríamos en un 91,75%, cumpliendo de sobra esta condición.

Más adelante se tratará el tema de la subvención con más profundidad.

#### 5.2.4 Selección del inversor.

Una vez conocida toda la información sobre la producción de la ISF, el siguiente paso es seleccionar el inversor que se va a utilizar.

Primero, seleccionaremos el modelo de inversor que más se adapte a la potencia instalada y posteriormente calcularemos la forma de conexión de las placas más adecuada para el inversor, verificando también que se cumplan todos los parámetros de correcto funcionamiento del inversor.

El modelo seleccionado para la instalación es el SUNNY BOY 4.0 KW de la marca SMA, es un inversor monofásico que tiene 2 seguidores MPPT, lo que significa que se puede tener 2 condiciones diferentes de instalación en el campo fotovoltaico sin que se perjudique la producción de una sobre otra.

Como se observa en la ficha técnica, en el caso de que quisiéramos en un futuro modificar la instalación para añadir almacenamiento de energía, esto sería posible sin tener que cambiar el inversor.

El inversor seleccionado tiene una potencia de entrada en corriente continua de 7500 Wp y nosotros tenemos una instalación de 3.300 Wp, también tiene una potencia máxima de salida de 4000 W. Para este caso no habrá problema con esto, porque difícilmente llegaremos a esa producción, pero será un parámetro a tener en cuenta para futuras ampliaciones, ya que si la ISF nos produce por ejemplo 4500 W el inversor solo será capaz de darnos 4000 W y, dependiendo de la cantidad de veces que esta situación se repita, podría suponer un desperdicio de energía.

Se podría haber seleccionado un modelo de inversor de potencia inferior, pero el seleccionado es más económico y limita menos la instalación.

Los parámetros más significativos del módulo son los siguientes:

- Eficiencia europea: Es la eficiencia real del inversor.
- Máxima tensión de entrada: tensión máxima de entrada que soporta el inversor.
- Tensión de arranque: tensión mínima a la que el inversor comienza a trabajar.
- Tensión nominal de entrada: tensión óptima de entrada al inversor.
- Rango de tensión de operación de MPPT: Tensión de rango para el seguimiento del punto de máxima potencia del inversor.
- Máxima intensidad: Intensidad máxima de entrada al inversor.
- Máxima intensidad de cortocircuito: Intensidad máxima de entrada al inversor cuando la tensión es 0.

### 5.2.5 Conexión de los módulos.

Ya se conocen todos los parámetros y rangos de funcionamiento tanto de los módulos como de inversor, por lo que ahora se calculará el conexionado de los módulos.

Para continuar con los cálculos se deberá conocer los parámetros más característicos del inversor, para ello hemos realizado una tabla en la que se ha seleccionado los parámetros necesarios y más característicos para poder realizar todas las verificaciones y cálculos oportunos.

<b>SMA SUNNY BOY 4.0</b>	
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	7500 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V
Rango de tensión del MPP	De 150 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V
Tensión de entrada min./de inicio	100 V / 125 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B	15A / 15A
Corriente máx. de cortocircuito, entradas: A / B	20A / 20A
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230V, 50 Hz)	4000 W
Corriente máx. de salida	22 A

Tabla 13: Parámetros característicos del inversor.

En primer lugar, se determinará cuántas series de paneles podemos conectar en paralelo, puesto que la conexión en paralelo hará que se sumen las intensidades de todas las series de paneles conectadas.

Para el cálculo, utilizaremos la intensidad máxima en el punto de máxima potencia del módulo y la intensidad máxima para el punto de seguimiento de máxima potencia del inversor.

Aplicaremos la siguiente fórmula:

$$N_{s\_paralelo} = \frac{I_{pmp.inv}}{I_{pmp.cel}}$$

Donde:

$N_{s\_paralelo}$  Cantidad de series conectadas en paralelo.

$I_{pmp.inv}$  Intensidad máxima en el punto de seguimiento de máxima potencia del inversor.

$I_{pmp.cel}$  Intensidad máxima en el punto de máxima potencia de la célula.

Aplicando la fórmula se obtiene:

$$N_{s\_paralelo} = \frac{15}{13,51} = 1,11$$

El valor obtenido ha de interpretarse como que el inversor solo será capaz de trabajar con una serie de paneles en paralelo por cada punto de seguimiento de máxima potencia.

En segundo lugar, se determinarán la cantidad de paneles que se podrían conectar en serie al inversor, la conexión en serie de los paneles hará que se sume la tensión que producen.

Para el cálculo utilizaremos la tensión máxima en el punto de máxima potencia del módulo y la tensión máxima de entrada al inversor en el punto de seguimiento de máxima potencia.

Aplicaremos la siguiente fórmula:

$$N_{p\_serie} = \frac{V_{pmp.inv}}{V_{pmp.cel}}$$

Donde:

$N_{p\_serie}$  Cantidad de módulos conectados en serie.

$V_{pmp.inv}$  Tensión máxima en el punto de seguimiento de máxima potencia del inversor.

$V_{pmp.cel}$  Tensión máxima en el punto de máxima potencia de la célula.

Aplicando la fórmula se obtiene:

$$N_{p\_serie} = \frac{500}{40,90} = 12,22$$

Este valor es indicativo de que nuestro inversor soportaría hasta la conexión de 12 módulos en serie por cada punto de seguimiento de máxima potencia, puesto que nosotros hemos calculado que necesitamos 6 módulos, cumple sobradamente la tensión que soportaría con 6 módulos en serie.

Con estos cálculos hemos determinado el tipo de conexión que debe tener los módulos en la instalación, que viene un poco delimitado por el inversor seleccionado.

Aunque pueda parecer, por el desarrollo de los anteriores, apartados r que la selección de los componentes se haya hecho a medida que se iban realizando los cálculos, esto no es así; ya que, una vez se conocen los parámetros más importantes y característicos de los componentes, se puede hacer una preselección de estos y difícilmente deberemos realizar algún cambio en la selección.

### 5.2.6 Verifica de las condiciones de operación del inversor.

Para comprobar el correcto funcionamiento de la instalación debemos verificar una serie de condiciones de operación del inversor que vienen establecidas por la conexión de los módulos que se han realizado y por las correcciones que se han calculado para estos anteriormente.

Una de las condiciones es no sobrepasar la potencia pico instalada con la potencia pico máxima de entrada, esta condición la hemos verificado en el apartado 5.2.4.1 cuando hemos hablado de las características del inversor.

Para la tensión máxima de entrada al inversor deberemos verificarlo con la tensión máxima del módulo  $V_{oc(-0,675^\circ C)}$  que hemos calculado anteriormente multiplicado por el número de módulos que hemos conectado en serie.

$$V_{max\_oc} = V_{oc(-0,675^\circ C)} \cdot 6 = 53,17 \cdot 6 = 319,02 \text{ V}$$

Al ser este valor menor que los 600V de tensión máxima que soporta el inversor aseguramos que la ISF no generará una tensión más grande de la que puede soportar el inversor.

La corriente máxima de entrada la verificaremos con el parámetro  $I_{sc(72,65^\circ C)}$  calculado anteriormente, como tenemos todos los paneles conectados en serie esta será la intensidad máxima generada por la instalación.

Puesto que  $I_{sc(72,65^\circ C)} = 14,36 \text{ A}$ , vemos que está por debajo del valor máximo de intensidad que soporta el inversor que son 20 A.

Por último, verificaremos que el inversor siempre trabaja en el rango de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor, esto se verificará con  $V_{pmp(-0,675^\circ C)}$  y  $V_{pmp(72,65^\circ C)}$ .

Para calcular la tensión máxima de funcionamiento en el punto de máxima potencia:

$$V_{max\_pmp} = V_{pmp (-0,675^{\circ}C)} \cdot 6 = 43,73 \cdot 6 = 262,38 V$$

Para calcular la tensión mínima de funcionamiento en el punto de máxima potencia:

$$V_{min\_pmp} = V_{pmp (72,65^{\circ}C)} \cdot 6 = 35,38 \cdot 6 = 212,28 V$$

El rango de tensión en el punto de máxima potencia para el inversor seleccionado es de [140 -500] V por lo que cumple con estas condiciones.

### 5.2.7 Estructura de montaje.

En el mercado disponemos de muchas soluciones constructivas para las instalaciones solares fotovoltaicas, pero como se ha comentado anteriormente para las instalaciones en posición libre tenemos solo unos ángulos determinados.

La estructura seleccionada se ha fabricado en aluminio y tiene 30° de inclinación, ya que era el que más se acercaba al ángulo óptimo de instalación.

Esta estructura es apta para la instalación de hasta 6 paneles de 72 células.

A continuación, se muestra una ilustración del soporte:

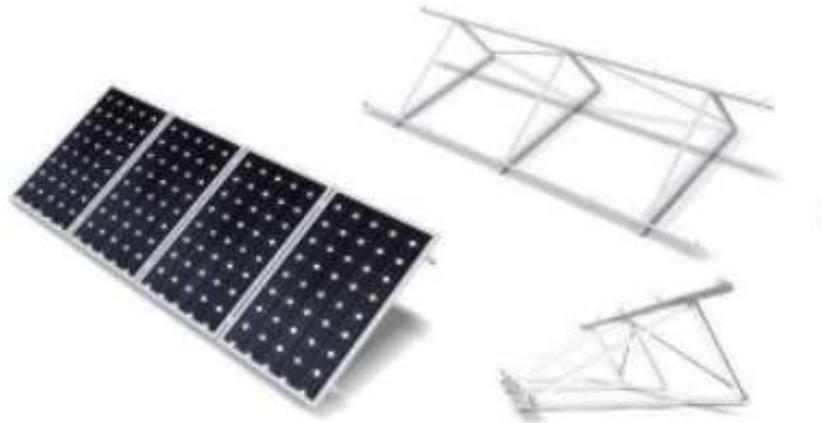


Ilustración 18: Estructura de montaje.

#### 5.2.8 Fijación de la estructura.

Para la fijación de la estructura de los paneles se ha utilizado unos tornillos de fijación que poseen una junta de estanqueidad para que el agua no pueda filtrarse por los orificios realizados para la fijación.

En el proceso de instalación este es uno de los pasos más importantes y en los que se debe prestar especial atención, ya que si no se realiza bien podrían surgir filtraciones de agua en la cubierta.

La varilla de fijación utilizada se muestra a continuación:



Ilustración 19: Varilla de fijación de la estructura.

En el caso de que el cliente no quisiera taladrar la cubierta, siempre existen muchas otras alternativas para la fijación de esta, como por ejemplo las contrapesas.

### **5.2.9 Cableado.**

Los últimos componentes que quedan por dimensionar son el cableado y las protecciones.

En cuanto al cableado tendremos dos tipos: uno que será el que transporte la energía en corriente continua y que se iniciará en los paneles solares fotovoltaicos de la instalación y finalizará en el inversor y, por otro lado, tenemos el que transporta la energía en corriente alterna y que se iniciará en el inversor y finalizará en la caja de protección de la vivienda, pudiéndose encontrar otros componentes de protección en tramos intermedios de estos recorridos, los cuales se dimensionarán posteriormente.

Para el dimensionado del cableado haremos uso de la fórmula de cálculo de la sección según la caída de tensión la cual vendrá definida por estándares europeos de diseño o por la existencia de una normativa para ello.

#### **Cableado corriente continua**

Para la selección del cableado introduciremos los datos característicos de la parte de la instalación que trabajará en corriente continua. Una vez conocida la sección mínima a utilizar pasaremos a seleccionar el modelo de cable a utilizar y una sección normalizada que cumpla con los criterios de intensidad máxima admisible para el tipo de instalación.

Para este caso la fórmula de la sección del cable utilizaremos la siguiente fórmula con los siguientes valores:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{V \cdot \Delta V}$$

Donde:

$S$  Sección del cable en  $\text{mm}^2$ .

$L$  Longitud del cable de CC.

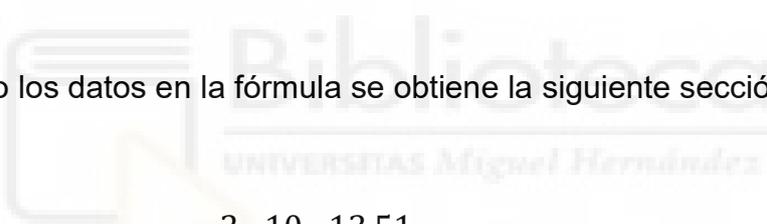
$I$  Intensidad que circulará por el cable en régimen de operación ( $I_{pmp}$ ).

$\rho$  Resistividad del cobre a  $40^\circ\text{C}$  ( $\rho = 1/52 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ).

$V$  Tensión del cable en régimen de operación ( $V_{pmp} \cdot N^\circ \text{módulos}$ ).

$\Delta V$  Máxima caída de tensión ( $\Delta V = 0,01 \cdot V$ ).

Introduciendo los datos en la fórmula se obtiene la siguiente sección:


$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 13,51}{244,96 \cdot 0,01 \cdot 52} = 2,12 \text{ mm}^2$$

En este caso la máxima caída de tensión no viene determinada por ninguna normativa vigente, se ha definido este valor del 1% porque es un estándar de diseño utilizado a nivel europeo.

Por otro lado, se ha comentado que por diseño podríamos llegar a duplicar la potencia de la instalación, por lo que en este caso la única variación que sufriría sería un incremento del valor de la tensión del cable, haciendo que se incremente el valor del denominador y con ello reduciendo la sección mínima del cable a instalar.

El modelo de cable que se utilizará es el cable solar H1Z2Z2-K, hay alternativas que son un poco más económicas, pero por calidad se ha seleccionado este.

Este tipo de cable tiene una tensión máxima asignada de 1500 V, el aislante que utiliza es un termoestable por lo que la temperatura máxima de servicio es 90°C y la sección normalizada que cumple con los cálculos es de 4 mm<sup>2</sup>.

H1Z2Z2-K



Ilustración 20: Cable H1Z2Z2-K.

Los cableados de la instalación de continua discurrirán bajo tubo en montaje superficial (montaje tipo B), por lo que, sabiendo esto acudiremos a la Tabla de intensidades máximas admisibles a una temperatura del aire de 40°C de la ITC-BT 19 del REBT y obtendremos de aquí la intensidad máxima que soporta nuestro cable.

B		Conductores aislados en tubos <sup>9)</sup> en montaje superficial o empotrados en obra				3x	2x				3x	2x		
						PVC	PVC				XLPE o EPR	XLPE o EPR		
		mm <sup>2</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	28	33	-	
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	40	57	-	
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
		70				149	160	171	188	202	224	244	321	
		95				180	194	207	230	245	271	296	391	
		120				208	225	240	267	284	314	348	455	
		150				236	260	278	310	338	363	404	525	
		185				268	297	317	354	386	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711		
	300				360	404	423	484	524	565	640	821		

Tabla 14: Intensidades admisibles (A) montaje tipo B al aire 40°C (1).

Como se muestra en la ilustración, la intensidad máxima soportada por el cable es de 38 A, valor que servirá para posteriormente calcular las protecciones de la instalación.

### Cableado corriente alterna

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{V \cdot \Delta V}$$

Donde:

$S$  Sección del cable en  $\text{mm}^2$ .

$L$  Longitud del cable de CA.

$I$  Intensidad que circulará por el cable (22A).

$\rho$  Resistividad del cobre a  $40^\circ\text{C}$  ( $\rho = 1/52 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ).

$V$  Tensión del cable en régimen de operación (230 V).

$\Delta V$  Máxima caída de tensión ( $\Delta V = 0,015$ ).

Introduciendo los datos en la fórmula se obtiene el siguiente valor de sección:

$$S = \frac{2 \cdot 10 \cdot 22}{230 \cdot 0,015 \cdot 52} = 2,45 \text{ mm}^2$$

Para la intensidad se ha tenido en cuenta la intensidad máxima de salida del inversor que son 22A, ya que dimensionamos para no tener que modificar el cableado en caso de aumento de potencia.

Para el valor de la máxima caída de tensión viene recogido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

El cable seleccionado para esta parte de la instalación es el cable RZ1-K, tiene una tensión nominal máxima asignada de 600 V, el aislante que utiliza es un termoestable por lo que la temperatura máxima de servicio es  $90^\circ\text{C}$  y la sección normalizada que se instalará es de  $4 \text{ mm}^2$ .

RZ1-K (AS) CPR



Ilustración 21: Cable RZ1-K.

Los cableados de la instalación de alterna discurrirán bajo tubo empotrados en paredes aislantes (montaje tipo A), por lo que, sabiendo esto acudiremos a la Tabla de intensidades máximas admisibles a una temperatura del aire de 40°C de la ITC-BT 19 del REBT y obtendremos de aquí la intensidad máxima que soporta nuestro cable.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC		2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		mm <sup>2</sup>											
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	42	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 15: Intensidades admisibles (A) montaje tipo A al aire 40°C (2).

### 5.2.10 Protecciones.

Una vez calculada la sección que deberá tener toda la instalación, deberemos calcular y dimensionar las protecciones que estarán presentes en la ISF y que hará que protejamos tanto la instalación como la integridad de las personas que puedan tener acceso a esta.

### **Protecciones de corriente continua**

Para la parte de la instalación que trabaja en corriente continua contará con unos fusibles, los cuales protegerán tanto la integridad del cable como la del inversor.

Por los cálculos efectuados anteriormente, vemos que los fusibles vendrán condicionados por la intensidad máxima que soporta el inversor (20 A), ya que el cable soporta una intensidad más elevada (38 A).

Sabiendo que la intensidad máxima de cortocircuito de los paneles es de 14,06 A, el calibre de los fusibles estará entre este valor y la intensidad máxima que soporta el inversor, por lo que unos fusibles de 20 A cumplirían con los rangos de operación de la instalación y nos aseguraremos de que el inversor y el cableado queda protegido.



Ilustración 22: Sistema de fusibles.

Para este caso es posible que debamos comprar el portafusibles y el fusible por separado ya que no hay un pack con todos los calibres del fusible.

### **Protecciones de corriente alterna**

Para la parte de la instalación que trabaja en corriente alterna contará con un interruptor diferencial y dos magnetotérmicos.

Por un lado, con el interruptor diferencial nos aseguraremos de proteger a las personas de accidentes por contacto de partes activas de la instalación, es decir los contactos directos, y también a su vez por posibles faltas de derivaciones por un mal aislamiento de la instalación, es decir los contactos indirectos.

Los parámetros característicos para este interruptor son la intensidad nominal, la sensibilidad de disparo y el tiempo de disparo.

En España el REBT exigen en la ITC-BT-24 que se coloquen diferenciales de alta sensibilidad, con corrientes de fuga menores o iguales a 30 mA y un tiempo de respuesta de 50 ms, garantizando así la protección de las personas.

Para legalizar la instalación se exige que este diferencial sea de tipo A, es decir superinmunizado. El modelo seleccionado es de la marca Schneider de 25A de intensidad nominal y 30 mA de sensibilidad de disparo.



Ilustración 23: Interruptor diferencial.

Por otro lado, con el interruptor magnetotérmico, protegemos la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos, el calibre de este se selecciona en base a la sección que presenta la instalación en esta parte del circuito. Para este tipo de interruptores los parámetros característicos son la intensidad de corte, la curva de disparo y el poder de corte.

En nuestro caso también se ha instalado un magnetotérmico en el cuadro de mando y protección, aunque esto es opcional y se deja a criterio del instalador. Ambos magnetotérmicos instalados poseen las mismas características por lo que en caso de que se cumplan las condiciones de disparo, saltaría uno de los dos.

Uno de los principales motivos de tener el magnetotérmico en el cuadro de mando y protección es tener un acceso más fácil y rápido para poder maniobrar sobre la instalación sin tener necesidad de desplazarse hasta las otras protecciones de la instalación que se encuentran cercanas a la instalación y a su vez asegurar una posible desconexión total del cable que une la instalación con el cuadro.



Ilustración 24: Interruptor magnetotérmico.

Ambos magnetotérmicos tienen una intensidad nominal de 25A la cual cumple con las necesidades de la instalación.

### 5.2.11 Esquema y diseño gráfico de la instalación.

A continuación, se muestra una ilustración de cómo quedaría el montaje del sistema fotovoltaico y un diseño 3d de la cubierta con los paneles.

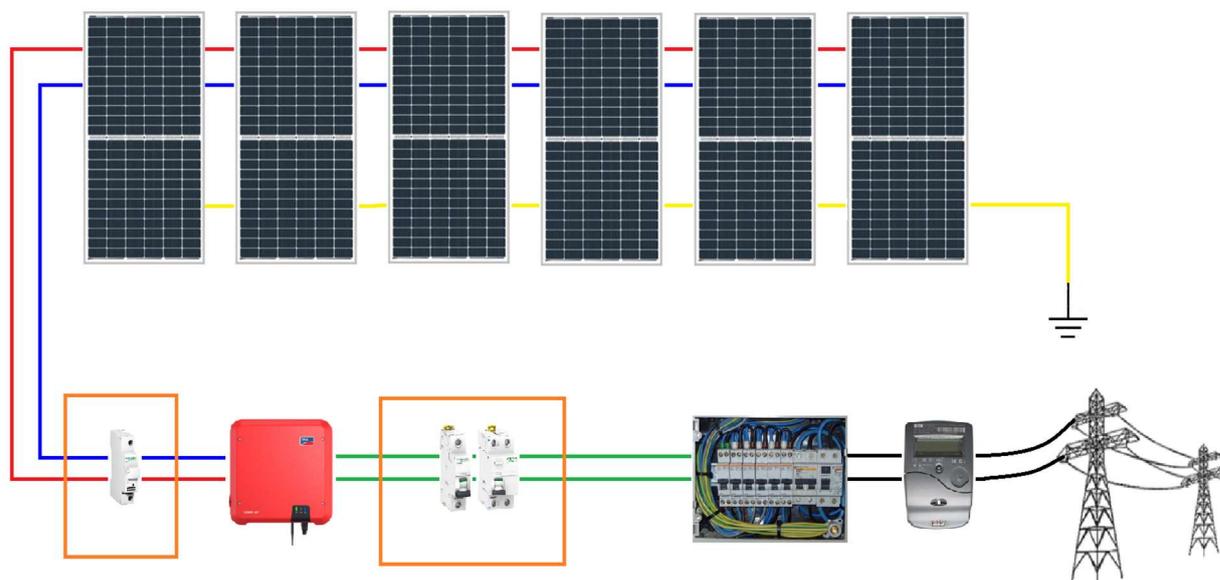


Ilustración 25: Esquema de la instalación.

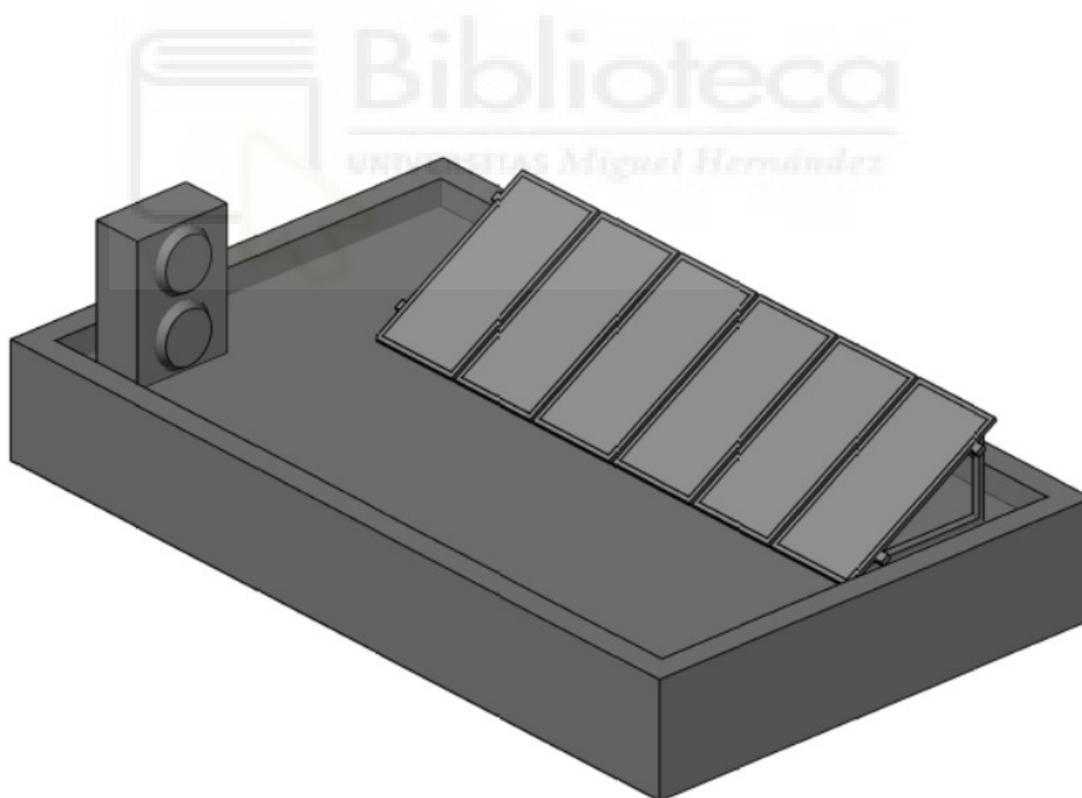


Ilustración 26: Diseño 3D de la instalación sobre la cubierta.

## 6 Coste de la instalación.

Una vez que ya se han definido y seleccionado todos los componentes que tendrá la instalación, realizaremos un análisis del coste de adquisición de todos los componentes y del coste de la tramitación e instalación del sistema fotovoltaico.

A continuación, se muestra un presupuesto con la tramitación, la mano de obra y los precios de los componentes de la instalación, estos precios han sido obtenidos vía internet, por lo que es posible que por cambios del mercado estos precios puedan sufrir variaciones.

Producto	Precio unitario	Cantidad	Precio total
Modulo solar Atersa A-550M GS 144	243,11 €	6	1.458,66 €
Inversor SUNNY BOY 4.0	1.312,32 €	1	1.312,32 €
Estructura soporte reforzada 30°	412,03 €	1	412,03 €
Varillas de fijacion	7,56 €	8	60,48 €
Cable solar H1Z2Z2-K	2,14 €	20	42,80 €
Cable RZ1-K	2,15 €	20	43,00 €
Porta fusibles + Fusible	24,77 €	1	24,77 €
Magnetotermico	23,79 €	2	47,58 €
Interruptor mnterruptor diferencial	92,02 €	1	92,02 €
Caja para protecciones de superficie	13,30 €	2	26,60 €
Canaletas instalación	3,15 €	2	6,30 €
Mano de obra	1.000,00 €	1	1.000,00 €
Tramitación y legalización	500,00 €	1	500,00 €
<b>TOTAL</b>			<b>5.026,56 €</b>

Tabla 16: Hoja de cálculo del presupuesto.

## 7 Estudio económico.

En este punto se va a analizar la rentabilidad de la instalación, para ello primero se ha comparado el costo de la factura de la luz para la tarifa que tiene contratado el propietario, que es la 2.0 TDH de Iberdrola y una tarifa especial para autoconsumo como puede ser la TARIFA SOLAR de Iberdrola.

Este tipo de tarifas se caracteriza por tener unas franjas de tiempo en el que en las horas donde la instalación está generando energía, esta tiene un precio más elevado, por el contrario, en horas de no producción la energía tiene un precio más bajo, pero un poco más elevado de una tarifa como puede ser la 2.0TD.



Ilustración 27: Promoción horaria en la tarifa solar.

La finalidad de esta tarifa coincide con una de las ya comentadas premisas de diseño de la instalación, que es intentar consumir la mayor cantidad de energía producida por la ISF y obtener de esta forma una disminución considerable de la factura eléctrica, ya que la energía inyectada a red no será un factor que influya en gran medida en esta, haciendo que se reduzca, pero no tanto como un consumo adaptado a las franjas horarias de la tarifa.

A continuación, se muestra el cálculo de dos meses de la tarifa, uno es el mes de enero en el que hay una alta demanda y la producción se ve afectada por ser de los meses de menos producción, y el otro mes es el mes de junio en el cual la demanda es más baja y por el contrario hay una muy buena producción gracias a que es uno de los meses más favorables para la producción.

PROYECTO DE DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON VERTIDO DE EXCEDENTES A RED DE UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR UBICADA EN MONFORTE DEL CID (ALICANTE).

2.0 TD			
ENERGÍA			
TERMINO POTENCIA			
5,75	31	0,101011	18,01 €
5,75	31	0,004582	0,82 €
TERMINO ENERGÍA			
14,52	31	0,177822	80,03 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD			
		0,05112696	5,05 €
<b>TOTAL ENERGÍA</b>			<b>103,90 €</b>
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA			
			0,85 €
SERVICIO URGENCIAS ELECTRICAS			
1		2,05	2,05 €
<b>TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS</b>			<b>2,90 €</b>
<b>IMPORTE TOTAL</b>			<b>106,80 €</b>
<b>IVA 21%</b>		0,21	22,43 €
<b>TOTAL IMPORTE FACTURA</b>			<b>129,23 €</b>

PLAN SOLAR			
ENERGÍA			
TERMINO POTENCIA			
5,75	31	0,08375342	14,93 €
5,75	31	0,01424658	2,54 €
TERMINO ENERGÍA			
8,91	31	0,199518	55,14 €
0,00	31	0,251326	
VERTIDO A RED			
5,42	31	0,051	-8,57 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD			
		0,05112696	2,38 €
<b>TOTAL ENERGÍA</b>			<b>66,42 €</b>
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA			
			0,78 €
<b>TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS</b>			<b>0,78 €</b>
<b>IMPORTE TOTAL</b>			<b>67,20 €</b>
<b>IVA 21%</b>		0,21	14,11 €
<b>TOTAL IMPORTE FACTURA</b>			<b>81,31 €</b>

Tabla 17: Hoja comparativa de cálculo de la factura de Enero.

2.0 TD			
ENERGÍA			
TERMINO POTENCIA			
5,75	30	0,101011	17,42 €
5,75	30	0,004582	0,79 €
TERMINO ENERGÍA			
12,69	30	0,177822	67,70 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD			
		0,05112696	4,39 €
<b>TOTAL ENERGÍA</b>			<b>90,31 €</b>
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA			
			0,85 €
SERVICIO URGENCIAS ELECTRICAS			
1		2,05	2,05 €
<b>TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS</b>			<b>2,90 €</b>
<b>IMPORTE TOTAL</b>			<b>93,21 €</b>
<b>IVA 21%</b>		0,21	19,57 €
<b>TOTAL IMPORTE FACTURA</b>			<b>112,78 €</b>

PLAN SOLAR			
ENERGÍA			
TERMINO POTENCIA			
5,75	30	0,08375342	14,45 €
5,75	30	0,01424658	2,46 €
TERMINO ENERGÍA			
5,36	30	0,199518	32,09 €
0,00	30	0,251326	
VERTIDO A RED			
11,97	30	0,051	-18,31 €
IMPUESTO SOBRE ELECTRICIDAD			
		0,05112696	0,70 €
<b>TOTAL ENERGÍA</b>			<b>31,40 €</b>
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA			
			0,78 €
<b>TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS</b>			<b>0,78 €</b>
<b>IMPORTE TOTAL</b>			<b>32,18 €</b>
<b>IVA 21%</b>		0,21	6,76 €
<b>TOTAL IMPORTE FACTURA</b>			<b>38,93 €</b>

Tabla 18: Hoja comparativa de cálculo de la factura de Junio.

Como se ha simulado la tarifa anual, podríamos hacer una aproximación del ahorro que se obtendría con dicha instalación y contratando la tarifa mencionada.

Cabe destacar que esta es una muy buena aproximación, ya que se ha utilizado los datos reales obtenidos del contador eléctrico, como se ha visto anteriormente en otros apartados, y los datos de producción obtenidos por nosotros, para poder llegar a realizar dicha simulación de la forma más real posible.

La comparación de ambas tarifas y los resultados anuales se muestran a continuación.

	2.0 TD	PLAN SOLAR
Enero	129,23 €	81,31 €
Febrero	120,73 €	68,69 €
Marzo	133,29 €	62,82 €
Abril	114,57 €	48,95 €
Mayo	112,21 €	42,61 €
Junio	112,78 €	38,93 €
Julio	149,75 €	52,11 €
Agosto	129,31 €	48,23 €
Septiembre	109,09 €	48,24 €
Octubre	114,91 €	62,91 €
Noviembre	124,16 €	76,54 €
Diciembre	123,50 €	75,91 €
<b>TOTAL</b>	<b>1.473,55 €</b>	<b>707,24 €</b>
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>766,31 €</b>	<b>52,00 %</b>

Tabla 19: Hoja de cálculo del ahorro anual.

Como se observa, se tiene un ahorro anual de 766,31 € que corresponde a un ahorro del 52% de la factura de la luz.

Cabe mencionar que esta simulación es desfavorable, ya que los datos de consumo son de un año en el que no está instalada la ISF y por lo tanto no se ha adaptado todavía el consumo a las horas de producción. Por otra parte, la factura de la luz podría reducirse un poco más en términos de potencia contratada, pero este ajuste, para hacerlo de una forma correcta es mejor realizarlo después de registrar nuevos datos de consumo.

Conociendo el ahorro anual obtenido y el coste de la instalación, se puede calcular el periodo de amortización de la instalación.

Para calcularlo haremos uso de la siguiente fórmula:

$$\text{Amortización (años)} = \frac{\text{Coste de la instalación}}{\text{Ahorro anual}} = \frac{5026,56 \text{ €}}{766,32 \text{ €}} = 6,56 \text{ años}$$

Como se observa el tiempo de amortización de esta instalación es de 6,56 años.

A continuación, desarrollaremos el tema de la subvención y también veremos cómo nos afecta a la amortización de la instalación.



## 8 Subvenciones.

Desde el inicio del proyecto se ha tenido en cuenta la posible solicitud de una subvención, por lo que acudiremos a la página de la Generalitat Valenciana, donde encontraremos detalles del procedimiento, los requisitos administrativos como de la instalación y otra información muy útil. Para acceder al procedimiento se puede realizar fácilmente desde la siguiente dirección web, [https://www.gva.es/es/inicio/procedimientos?id\\_proc=21988](https://www.gva.es/es/inicio/procedimientos?id_proc=21988).

En los detalles del trámite se indica que para poder ser beneficiario de esta subvención se deben cumplir los requisitos establecidos en el RD 477/2021 de 29 de junio, por el que se aprueban la concesión directa a las comunidades autónomas de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo.

Nosotros en este punto vamos a desarrollar y verificar que todos los requisitos constructivos se cumplan según los especificado en los detalles.

Uno de los requisitos indica que solo será subvencionable los primeros 5 MW de la instalación, si se supera este límite, la ayuda solo cubrirá los 5 MW. En nuestro caso esto no nos influye ya que estamos muy por debajo del límite.

Otro de los requisitos indica: “En cómputo anual, la suma de la energía eléctrica consumida por parte del consumidor o consumidores asociados a la instalación objeto de ayuda debe ser igual o mayor al 80 % de la energía anual generada por la instalación”. Como se observa a continuación, hemos desarrollado anteriormente una tabla en la que se muestra la producción y el consumo anual desglosado por meses donde observamos que la vivienda consume un 91,75% de la energía producida por la ISF, por lo tanto, cumplimos con este requisito.

	CONSUMO kWh	PRODUCCIÓN kWh	
Enero	450,05	341,75	
Febrero	413,81	349,83	
Marzo	431,89	464,21	
Abril	388,64	501,40	
Mayo	374,76	562,49	
Junio	380,73	578,85	
Julio	540,75	603,22	
Agosto	450,40	569,32	
Septiembre	364,40	469,09	
Octubre	387,02	409,61	
Noviembre	431,05	325,83	
Diciembre	424,72	315,54	
<b>TOTAL</b>	<b>5038,22</b>	<b>5491,13</b>	<b>91,75%</b>

Tabla 20: Consumo y producción anual.

Por último, se indica que la potencia de la instalación de generación hace referencia a las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran la instalación (Potencia pico). En nuestro caso son 6 módulos con una potencia pico de 550 W, lo que conforman una potencia de 3.300 W.

Esto es importante ya que el valor de la ayuda dependerá del valor de la potencia pico instalada.

La cuantía de las ayudas las podemos consultar en el anexo III del RD 477/2021, atendiendo a la tipología de actuación subvencionable y destinatario último. Las ayudas se otorgan como importes fijos unitarios o "módulos" que cubrirán parcialmente los costes subvencionables.

Encontraremos varias tablas destinadas a diferentes sectores, a nosotros solo nos importará la destinada al sector residencial, que se muestra a continuación.

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	300	355
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	350	420
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	450	535
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	600	710
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	650	775
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	1.950	2.250
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	2.900	3.350

Tabla 21: Cuantías económicas según el tipo de instalación.

Puesto que nuestra instalación es una instalación de autoconsumo individual el precio que nos han establecido es de 600 €/kWp.

Como hemos visto anteriormente nuestra instalación posee una potencia pico de 3,3 kW por lo que la cuantía total de la ayuda que podríamos percibir sería de 1.980 €. Este valor lo tendremos en cuenta ya que de recibir dicha subvención el tiempo de amortización de la instalación será menor y quedaría tal que así:

$$\text{Amortización (años)} = \frac{\text{Coste de la instalación}}{\text{Ahorro anual}} = \frac{(5026,56 \text{ €} - 1980 \text{ €})}{766,32 \text{ €}} = 3,97 \text{ años}$$

Como podemos observar, gracias a la subvención se ha logrado reducir 2,58 años el tiempo de amortización de la instalación.



## 9 Planos.





Nombre

**Francisco Limiñana Gimenez**

Nombre del plano

**Fachada a C/ Isidro Pastor Casas.**

Proyección

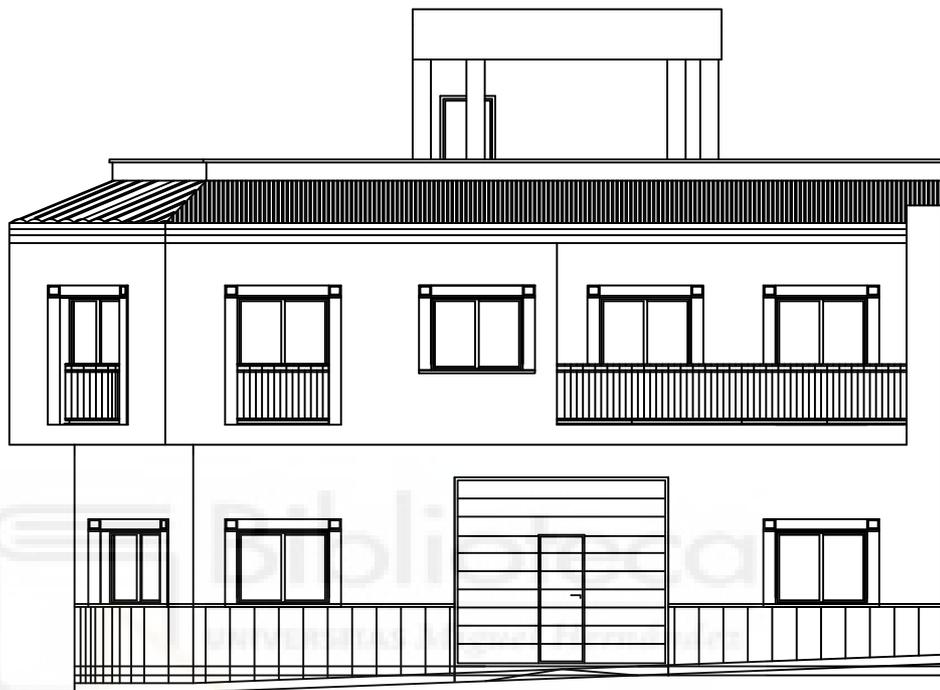
Escala

Nº Plano

Fecha

Firma

**1**



FACHADA A C/ GABRIEL MIRO

Nombre

**Francisco Limiñana Gimenez**

Nombre del plano

**Fachada a C/ Gabriel Miró.**

Proyección

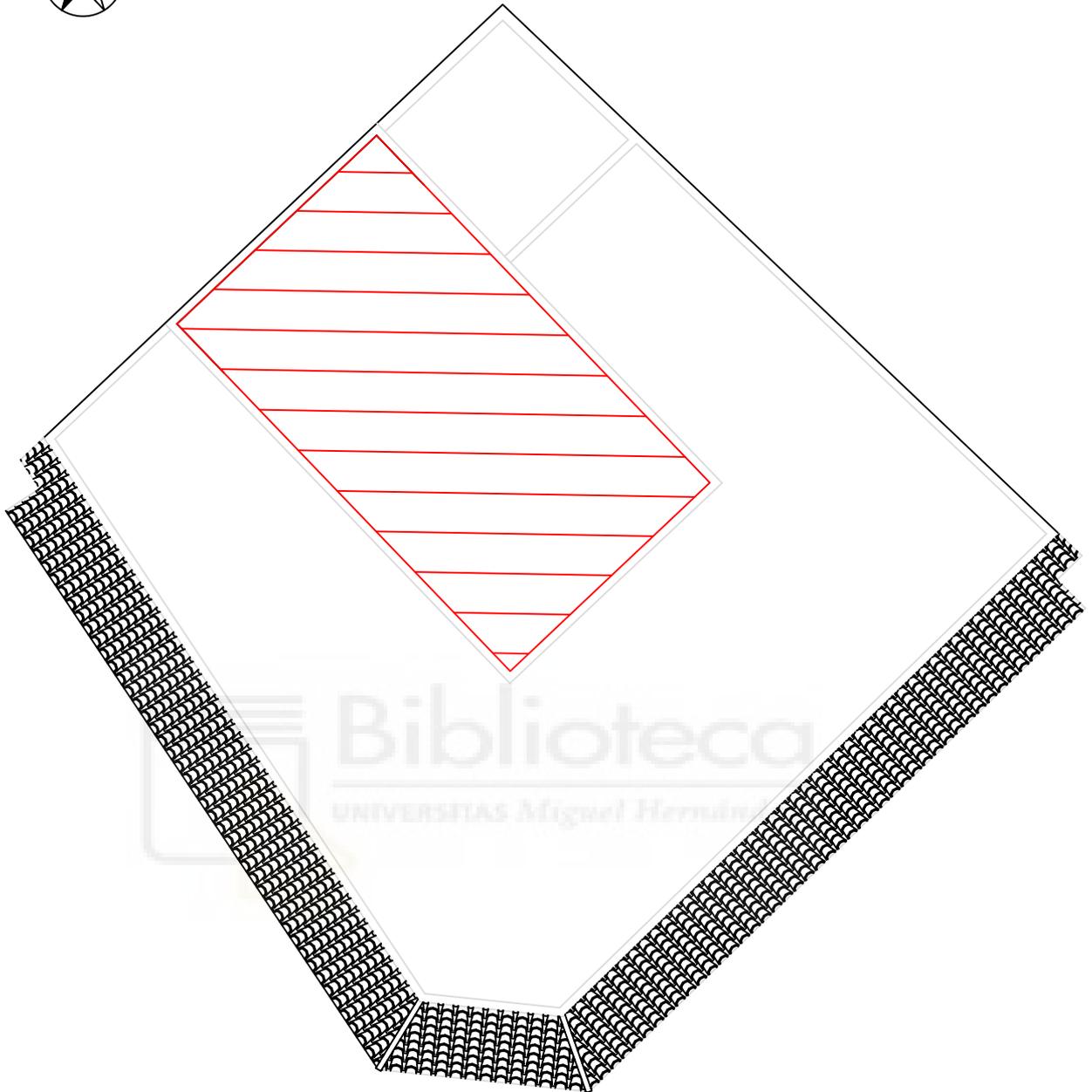
Escala

Nº Plano

Fecha

Firma

**2**



● Superficie de instalación.

Nombre

**Francisco Limiñana Gimenez**

Nombre del plano

**Planta de la cubierta.**

Proyección

Escala

Nº Plano

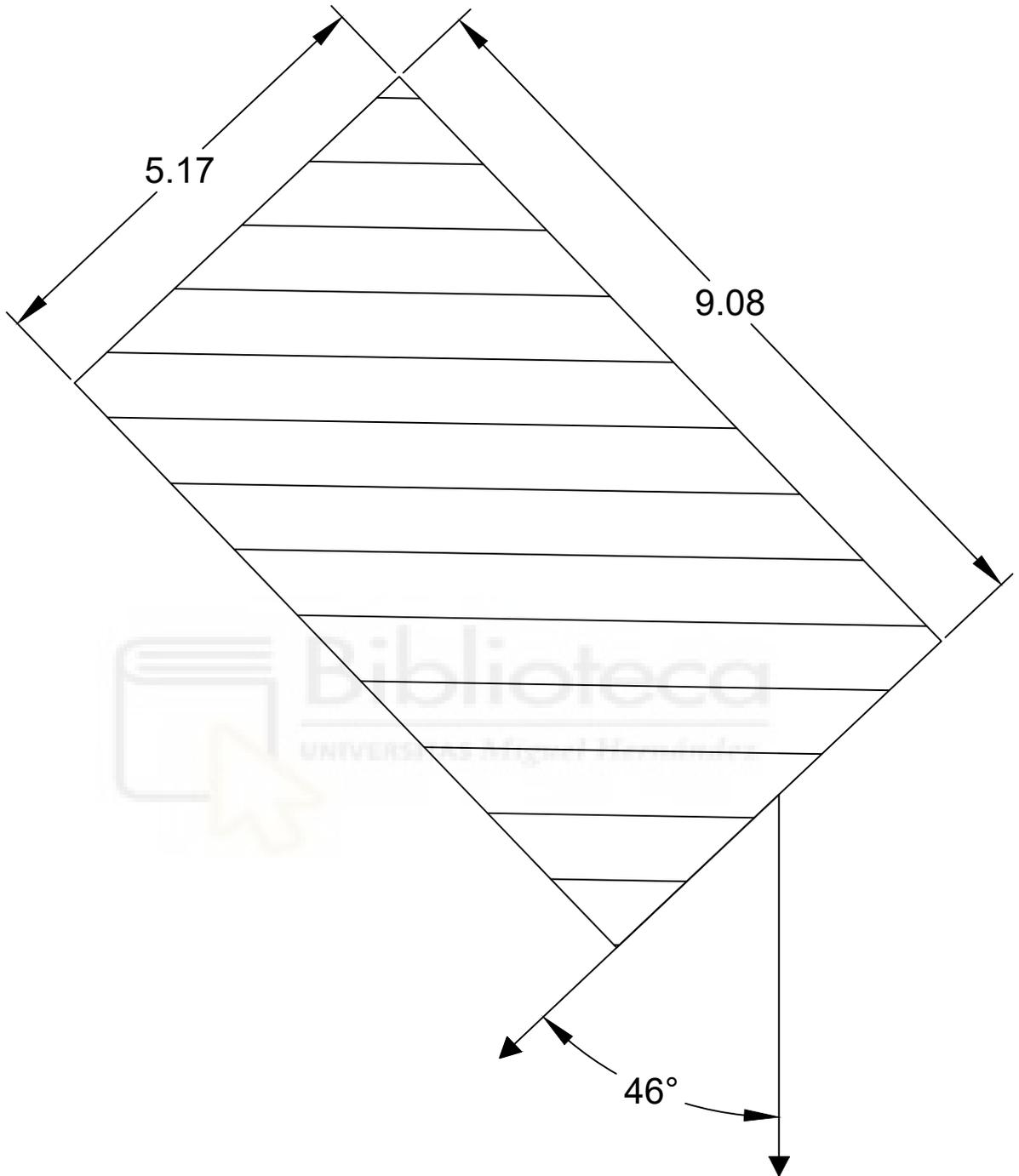
Fecha

Firma

**3**



47 m<sup>2</sup>



Nombre

**Francisco Limiñana Gimenez**

Nombre del plano

**Orientación de la cubierta.**

Proyección

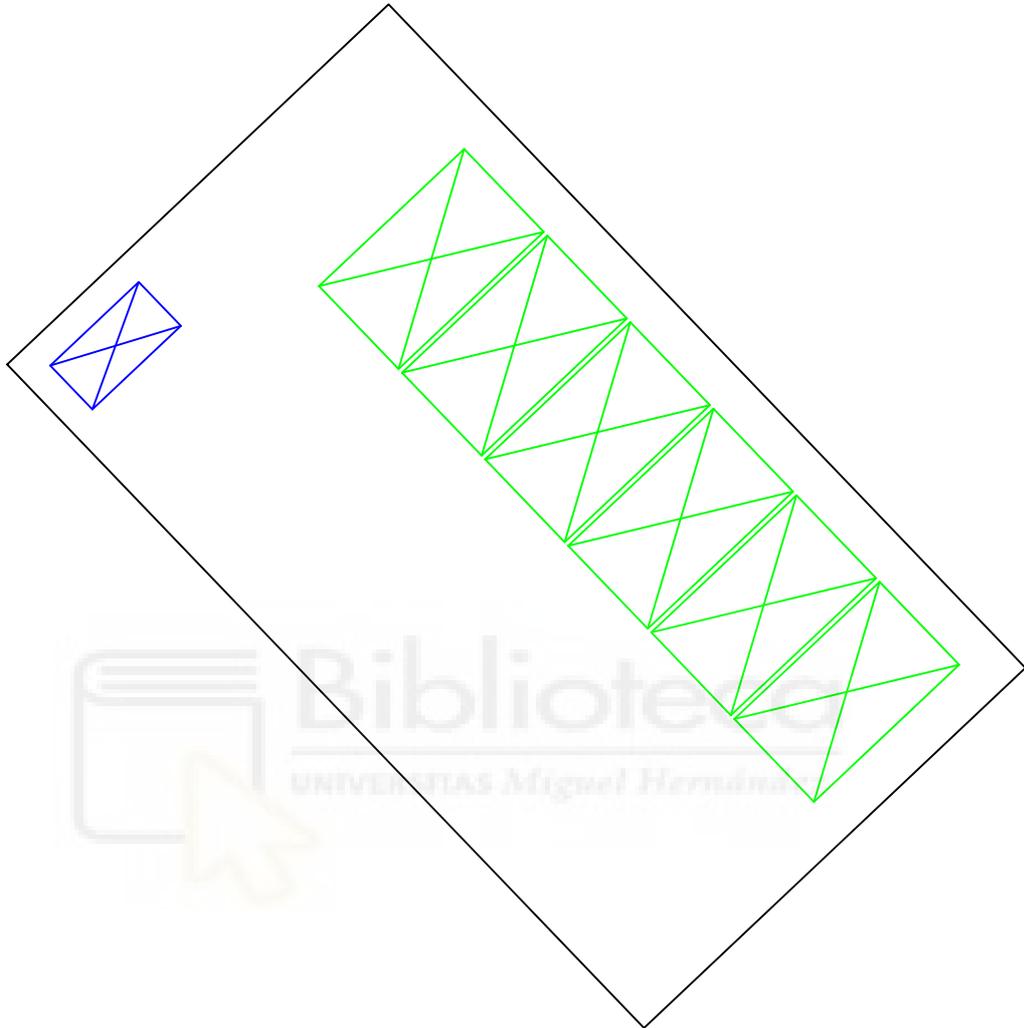
Escala

Nº Plano

Fecha

Firma

**4**



- Panel solar provisionado de 550 Wp cada uno.
- Unidad exterior de sistema de climatización.

Nombre

**Francisco Limiñana Gimenez**

Nombre del plano

**Distribución de montaje.**

Proyección

Escala

Nº Plano

Fecha

Firma

**5**

## 10 Fichas técnicas de los componentes.





**ptimum**  
*nueva gama*



Módulo solar fotovoltaico (144 ½ Mono PERC 7")  
**A-XXXM GS 144 HM7 9BB (10BB) (520/530/540/550 W)**

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



**A-xxxM GS 144 HM7 9BB (SS)** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-520M GS 144	A-530M GS 144	A-540M GS 144	A-550M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	520 W	530 W	540 W	550 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.44 V	40.54 V	40.71 V	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	12.86 A	13.08 A	13.27 A	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.10 V	49.26 V	49.42 V	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13.57 A	13.71 A	13.85 A	14.04 A
Eficiencia del Módulo (%)	20.12	20.51	20.89	21.28
Clasificación de Potencia (W)	0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)	25			
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.500V			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.  
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).  
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

**Especificaciones mecánicas**

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2279x1134x35 mm.
Peso (± 0.5 kg)	28.9 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	3600 Pa (**)
Máx. carga estática, posterior (viento)	1600 Pa (***)
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

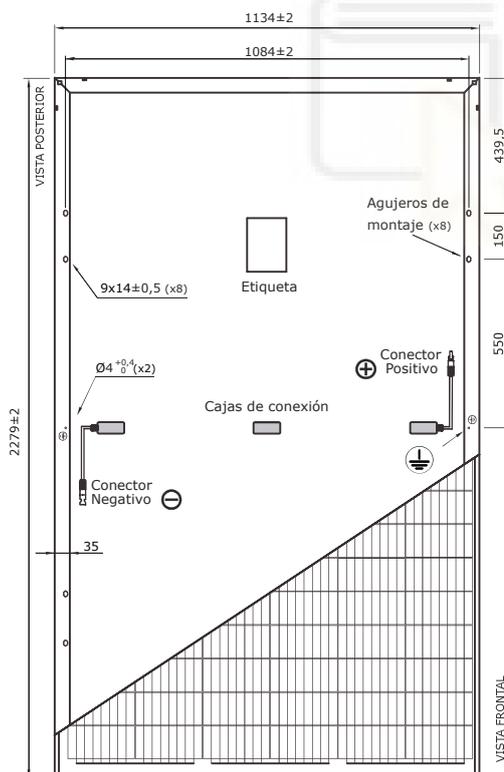
(\*\*) Factor de seguridad 1.5. Utilizando los 8 taladros de fijación.

(\*\*\*) Factor de seguridad 1.5. Utilizando los 4 taladros de fijación interiores.

**Materiales de construcción**

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado / grado PV / 3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 cél. (6x24) / Mono PERC 9BB (10BB) / 182x91 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68 / 3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	1.400 mm. / 4 mm <sup>2</sup> / Compatible MC4

(\*) Con capa anti-reflectante

**Vista genérica construcción módulo**

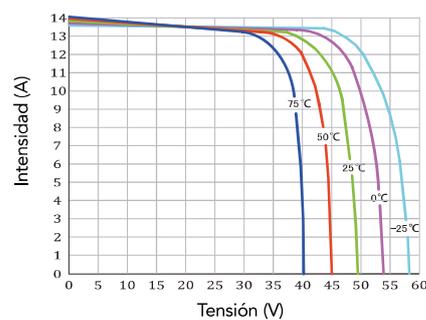
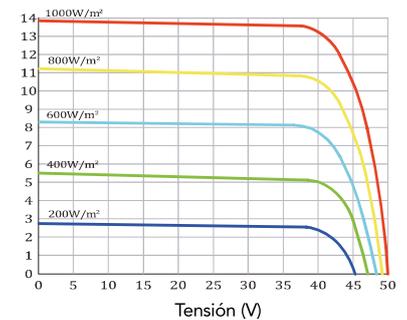
El dibujo no está a escala

**Características de temperatura**

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.048 % / °C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.28 % / °C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.35 % / °C
Reducción eficiencia (200W/m <sup>2</sup> 25°C)	3.5 ±2 %
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

**Embalaje**

Módulos/palé	31 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	20 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	620 pzas

**Temperatura Varía (A-540M GS 144 HM7)****Irradiación Varía (A-540M GS 144 HM7)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ [www.atersa.com](http://www.atersa.com) • [atersa@elecnor.com](mailto:atersa@elecnor.com)

Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 03/11/21

Ref.: MU-M6M 6x24 M7 9BB GS (SS)-D

© Atersa SL, 2019





**Novedad:**  
la solución completa para  
un confort al 100 %

**SMA Smart Connected**

- Seguridad de inversión incluida
- Monitorización automática por parte de SMA
- Información proactiva y servicio técnico automático

**Sencillo**

- Instalación plug & play segura
- Puesta en marcha a través de tablet o smartphone
- WLAN y servidor web intuitivo

**Todo bajo control**

- Monitorización en línea gratuita
- Datos de la planta visibles a través de Smartphone

**Con un futuro asegurado**

- Ampliable en cualquier momento con soluciones de almacenamiento, la gestión inteligente de la energía y la tecnología de módulos inteligentes de SMA
- Regulación de inyección dinámica

## SUNNY BOY 3.0/3.6/4.0/5.0

Mucho más que un inversor. Más pequeño, más sencillo y más cómodo con SMA Smart Connected

El nuevo Sunny Boy 3.0-5.0 es el sucesor del inversor fotovoltaico de éxito internacional Sunny Boy 3000-5000TL y es más que simplemente un inversor: con el servicio técnico integrado, SMA Smart Connected ofrece un confort absoluto a los operadores de la planta e instaladores. La monitorización automática de inversores por parte de SMA analiza el funcionamiento, avisa de irregularidades y proporciona unos tiempos de inactividad mínimos.

El Sunny Boy es perfecto para generar energía fotovoltaica en hogares. El equipo es rápido de instalar gracias a su diseño extremadamente ligero y a las conexiones situadas en la parte exterior. Su servidor web intuitivo permite una puesta en marcha sencilla. Los estándares de comunicación actuales hacen que el inversor pueda ampliarse de forma flexible en cualquier momento con la gestión inteligente de la energía y las soluciones de almacenamiento de SMA.

# SMA SMART CONNECTED

## Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected\* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



### ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



### MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



### COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes regulares sobre el rendimiento se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



### SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.

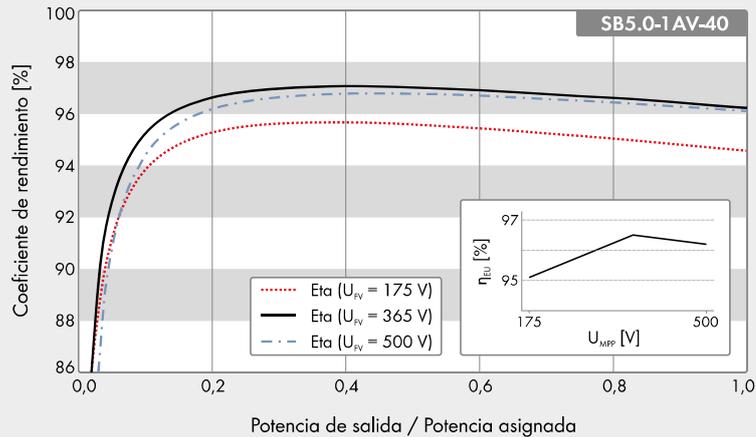


### SERVICIO DE RENDIMIENTO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.

\* Para más detalles, véase el documento "Descripción de los servicios: SMA SMART CONNECTED"

## Curva de rendimiento



Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
<b>Entrada (CC)</b>				
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V			
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V			
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V			
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A			
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A			
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A:2; B:2			
<b>Salida (CA)</b>				
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W <sup>1)</sup>
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA <sup>1)</sup>
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V			
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz			
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V			
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A <sup>2)</sup>	22 A <sup>2)</sup>
Factor de potencia a potencia asignada	1			
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo			
Fases de inyección/conexión	1/1			
<b>Rendimiento</b>				
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0 %/96,4 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %
<b>Dispositivos de protección</b>				
Punto de desconexión en el lado de entrada	●			
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●			
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/ con separación galvánica	● / ● / -			
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●			
Clase de protección (según IEC 62103)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III			
<b>Datos generales</b>				
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	435 mm/470 mm/176 mm (17,1 in/18,5 in/6,9 in)			
Peso	16 kg (35,3 lb)			
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)			
Emisión sonora, típica	25 dB(A)			
Autoconsumo (nocturno)	1,0 W			
Topología	Sin transformador			
Sistema de refrigeración	Convección			
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65			
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H			
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %			
<b>Equipamiento</b>				
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Conector de enchufe de CA			
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil	●			
Interfaces: WLAN, Speedwire/Webconnect	● / ●			
Garantía: 5/10/15 años	● / ○ / ○			
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G59/3, G83/2, DIN EN 62109 / IEC 62109, NEN-EN50438, RD1699, SI 4777, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2014			
Certificados y autorizaciones (en planificación)	IEC 61727, NRS 097-2-1			
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK			
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible				
Datos en condiciones nominales: mayo de 2017				
1) 4600 W/4600 VA para VDE-AR-N 4105				
2) AS 4777: 21,7 A				
Modelo comercial	SB3.0-1AV-40	SB3.6-1AV-40	SB4.0-1AV-40	SB5.0-1AV-40

Cables 0,6/1 kV

## RZ1-K (AS) 0,6/1 kV CPR



### Descripción

Los cables libres de halógenos RZ1-K (AS) CPR cumplen con los criterios de clasificación de productos de la construcción según Reglamento CPR 305/2011 y la norma EN 50575, siendo los indicados para instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores. Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV se fabrican con cubierta de color verde según la norma UNE 21123. Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la norma IEC 60502. Normas de Referencia: UNE 21123 y HD 603 S1

### Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

### Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Polioléfina termoplástica tipo DMZ-E según UNE 21123 y UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

**Otras características**

Resistencia UV: ensayo climático según UNE 211605

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según EN 50399.

Bajo contenido de halógenos según IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Clasificación CPR según EN 50575

**Dimensiones**

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	6,50	58	Cca- s1b, d1, a1
1x2,5	7,98	6,85	72	Cca- s1b, d1, a1
1x4	4,95	7,55	92	Cca- s1b, d1, a1
1x6	3,3	8,25	117	Cca- s1b, d1, a1
1x10	1,91	9,00	159	Cca- s1b, d1, a1
1x16	1,21	10,00	220	Cca- s1b, d1, a1
1x25	0,78	12,10	312	Cca- s1b, d1, a1
1x35	0,554	13,25	406	Cca- s1b, d1, a1
1x50	0,386	15,10	571	Cca- s1b, d1, a1
1x70	0,272	16,95	765	Cca- s1b, d1, a1
1x95	0,206	19,75	1.010	Cca- s1b, d1, a1
1x120	0,161	21,45	1.246	Cca- s1b, d1, a1
1x150	0,129	23,80	1.543	Cca- s1b, d1, a1
1x185	0,106	25,70	1.885	Cca- s1b, d1, a1
1x240	0,0801	28,90	2.396	Cca- s1b, d1, a1
1x300	0,0641	32,20	2.982	Cca- s1b, d1, a1
2x1,5	13,3	9,80	133	Cca- s1b, d1, a1
2x2,5	7,98	10,85	157	Cca- s1b, d1, a1
2x4	4,95	11,90	216	Cca- s1b, d1, a1
2x6	3,3	13,05	273	Cca- s1b, d1, a1
2x10	1,91	14,80	385	Cca- s1b, d1, a1
2x16	1,21	17,00	544	Cca- s1b, d1, a1
3G1,5	13,3	10,20	155	Cca- s1b, d1, a1
3G2,5	7,98	11,20	194	Cca- s1b, d1, a1
3G4	4,95	12,40	249	Cca- s1b, d1, a1
3G6	3,3	13,70	325	Cca- s1b, d1, a1
3G10	1,91	15,50	466	Cca- s1b, d1, a1

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
3x16	1,21	18,00	679	Cca- s1b, d1, a1
3x25	0,78	21,85	979	Cca- s1b, d1, a1
3G35	0,554	23,75	1.290	Cca- s1b, d1, a1
4G1,5	13,3	11,20	176	Cca- s1b, d1, a1
4G2,5	7,98	12,25	217	Cca- s1b, d1, a1
4G4	4,95	13,30	294	Cca- s1b, d1, a1
4G6	3,3	14,85	390	Cca- s1b, d1, a1
4G10	1,91	16,70	565	Cca- s1b, d1, a1
4x16	1,21	19,65	837	Cca- s1b, d1, a1
4x25	0,78	24,75	1.204	Cca- s1b, d1, a1
4x35	0,554	27,05	1.615	Cca- s1b, d1, a1
4x50	0,386	31,20	2.284	Cca- s1b, d1, a1
5G1,5	13,3	12,00	201	Cca- s1b, d1, a1
5G2,5	7,98	13,15	245	Cca- s1b, d1, a1
5G4	4,95	14,50	348	Cca- s1b, d1, a1
5G6	3,3	16,10	459	Cca- s1b, d1, a1
5G10	1,91	18,15	670	Cca- s1b, d1, a1
5G16	1,21	21,35	991	Cca- s1b, d1, a1
5G25	0,78	26,60	1.447	Cca- s1b, d1, a1
5G35	0,554	29,95	1.954	Cca- s1b, d1, a1
5G50	0,386	34,85	2.754	Cca- s1b, d1, a1
5G70	0,272	39,75	3.841	Cca- s1b, d1, a1
6G1,5	13,3	10,60	162	Eca
6G2,5	7,98	11,80	224	Eca
7G1,5	13,3	10,60	177	Eca
7G2,5	7,98	13,75	315	Eca
7G6	3,3	16,40	537	Eca

**Dimensiones**

Sección (mm <sup>2</sup> )	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
7G10	1,91	18,30	790	Eca
8G1,5	13,3	11,70	206	Eca
8G2,5	7,98	13,10	305	Eca
10G1,5	13,3	13,25	265	Eca
10G2,5	7,98	14,95	375	Eca
12G1,5	13,3	13,30	286	Eca
12G2,5	7,98	14,95	404	Eca
14G1,5	13,3	15,00	345	Eca
14G2,5	7,98	15,90	452	Eca
14G6	3,3	20,80	938	Eca
16G1,5	13,3	15,20	365	Eca
16G2,5	7,98	17,00	513	Eca
19G1,5	13,3	16,60	433	Eca
19G2,5	7,98	17,85	585	Eca
24G1,5	13,3	20,00	614	Eca
24G2,5	7,98	19,75	719	Eca
30G1,5	13,3	20,00	635	Eca

# SOLFLEX H1Z2Z2-K

DoP : MEH1Z2Z2K.



No propagador de la llama, libre de halógenos con emisión de humos y opacidad reducida. IEC 60332-1-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2, IEC 61034-2

- Normativa (construcción/ensayos): EN 50618.
- Designación técnica: H1Z2Z2-K.
- Construcción: Conductor: Cobre estañado clase 5 / Aislamiento: Termoestable Z2 / Cubierta: Termoestable Z2.
- Tensión asignada: 0,6/1 kV CA y 1,5 kV CC (U<sub>max</sub>=1,8 kV CC).
- Temperatura máxima del conductor en servicio normal / cortocircuito (t≤5s): 90°C (120°C - 20.000h) / 250°C.
- Gama: Monoconductor. Sección: De 1,5 a 240 mm<sup>2</sup>.
- Reacción al fuego (CPR - EN 50575 & EN 13501-6): Clase Eca.

**Otras prestaciones en caso de incendio (cuando no sea de aplicación el Reglamento CPR):**

- No propagador de la llama, libre de halógenos y reducida emisión de gases y humos, siendo estos de baja opacidad/toxicidad/corrosividad/conductividad (IEC 60332-1-2, IEC 60754-1, IEC 60754-2, IEC 61034-2).
- Resistentes a la intemperie y a los rayos UV (AN3), apto para presencia de vibraciones (AH3), resistencia a los impactos (AG2), resistente a sustancias corrosivas o contaminantes (AF3) y apto para presencia de agua (AD7).
- Aplicaciones: Especialmente diseñado para el cableado en instalaciones de energía solar fotovoltaica, móviles o fijas, con exposición directa y permanente al sol e intemperie. Concebido para su instalación entre paneles fotovoltaicos, entre paneles fotovoltaicos y caja de conexiones o directamente entre paneles fotovoltaicos y el inversor CC/CA (cuando no existe caja de conexiones). Las especificaciones de los cables SOLFLEX se han establecido teniendo en cuenta las especiales condiciones ambientales requeridas para este tipo de instalación, garantizando que su vida útil, siempre y cuando se respeten las condiciones de instalación, uso y manejo y se realicen un correcto mantenimiento, sea superior a 25 años. Son cables adecuados para uso en equipos de nivel de seguridad clase II (doble aislamiento). Están intrínsecamente protegidos contra los cortocircuitos y los defectos a tierra de acuerdo con el Documento de Armonización HD 60364-5-52. Pueden ser instalados en montaje superficial directamente instalado, dentro de tubo o canal protectora, sobre abrazaderas, escalera de cables, bandeja de cables. También pueden utilizarse en instalaciones sobre tejado o en otro tipo de integraciones arquitectónicas. En el caso de colocar el cable sobre abrazaderas, la distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso está distancia debe sobrepasar los 80 cm. Son igualmente adecuados para instalación dentro de equipos y cuadros eléctricos como cableado interno. Los cables y los haces de cables deben fijarse de manera que se eviten los daños en forma de huellas penetrantes, debido a dilataciones térmicas.
- Rango de temperaturas ambiente de utilización:
  - Mínima: -40 °C.
  - Máxima: +90 °C.
- Temperatura máxima para el almacenamiento del cable: +40 °C.
- Temperatura mínima para las tareas de tendido, instalación y montaje de accesorios: -25 °C.
- Radio de curvatura mínimo (posición final):
  - Instalación fija: 3xD(D≤12); 4xD(D<12). D=diámetro exterior del cable (mm).
  - Libre movimiento: 4xD(D≤12); 5xD(12<D≤20); 6xD(D>20). D=diámetro exterior del cable (mm).
- Esfuerzo máximo de tracción durante la instalación:
  - F = 50xS (N). "S" = sección nominal del conductor (mm<sup>2</sup>). Aplicado sobre los conductores de cobre (Máx. 1000 N).

- Identificación: Cubierta exterior de color negro o rojo.
- Presentación y embalaje: Bobina/corte, Rollos 100 m y Carrete 2.500 m.

Código*	Sección nominal	Espesor aislamiento	Espesor cubierta	Diámetro exterior	Peso	Resistencia eléctrica máx. a 20°C en C.C.
	mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km
82110100040	1 x 4	0,7	0,8	5,6	55	5,09
82110100060	1 x 6	0,7	0,8	6,3	73	3,39
82110100100	1 x 10	0,7	0,8	7,3	115	1,95
82110100160	1 x 16	0,7	0,9	8,6	172	1,24
82110100250	1 x 25	0,9	1,0	10,6	257	0,795
82110100350	1 x 35	0,9	1,1	11,5	352	0,565

Gama fabricación: De 1,5 a 240 mm<sup>2</sup>  
 Gama clasificada CPR: De 2,5 a 35 mm<sup>2</sup>  
 Gama certificada: De 1,5 a 50 mm<sup>2</sup>

\* Código de producto corto. Debe completarse con los caracteres correspondientes al "color exterior" y "embalaje". Consulte la sección "Codificación de producto" en nuestra página web, sección descargas.  
 \*\* Consulte la gama con clasificación CPR y aquella cubierta por las certificaciones indicadas para cada producto, así como mucha más información sobre nuestros productos en la página web: [www.migueluez.com](http://www.migueluez.com)  
 \*\*\* Los valores dimensionales y de peso indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de fabricación.  
 \*\*\*\* Se deberán respetar los sistemas de instalación y aquellos requisitos adicionales que establezca la reglamentación, legislación y/o normativa aplicable a cada caso particular.