

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y  
AUTOMÁTICA INDUSTRIAL



DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA  
SOBRE CUBIERTA DE NAVE  
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

Febrero -2021

AUTOR: Alejandro Morell Parreño

DIRECTOR/ES: Sergio Valero Verdú

## ÍNDICE

I. MEMORIA DESCRIPTIVA .....	5
a. Objeto .....	5
b. Antecedentes .....	5
1. Fundamentos de la energía solar fotovoltaica .....	5
2. Energía solar fotovoltaica en España .....	6
c. Normativa.....	10
d. Requisitos de diseño.....	11
1. Datos de partida.....	11
2. Emplazamiento.....	11
3. Meteorología .....	12
e. Análisis de la demanda de energía .....	19
f. Descripción de los elementos de la instalación. ....	23
1. Panel solar fotovoltaico .....	25
2. Sistema de anclaje .....	29
3. Inversor de conexión a red .....	32
4. Monitorización .....	36
5. Instalación eléctrica CC .....	37
6. Instalación eléctrica CA .....	39
7. Puesta a tierra .....	40
g. Energía producida por la instalación fotovoltaica y ratio de autoconsumo .....	41
h. Justificación económica. ....	44
II. ANEXOS A LA MEMORIA.....	47
a. Anexo I: Cálculos.....	47
1. Dimensionamiento de la instalación .....	47
2. Conexión de los paneles fotovoltaicos .....	65
3. Pérdidas por orientación e inclinación distinta a las óptimas.....	67

4. Cálculo de la sección de los conductores .....	70
5. Cálculo de la puesta a tierra .....	76
6. Cálculo de la energía generada por la instalación .....	77
b. Anexo II: Fichas técnicas de los equipos instalados .....	79
III. PLIEGO DE CONDICIONES.....	89
a. Objeto .....	89
b. Legislación .....	89
c. Definiciones.....	91
d. Elementos de la instalación .....	93
1. Generalidades .....	93
2. Módulos fotovoltaicos.....	94
3. Sistema de anclaje .....	95
4. Inversor.....	96
5. Cableado.....	98
6. Conexión a red.....	99
7. Protecciones .....	99
8. Puesta a tierra .....	100
e. Medidas de seguridad de la instalación solar .....	101
f. Recepción y pruebas.....	101
g. Mantenimiento.....	103
h. Garantías.....	104
IV. PRESUPUESTO .....	106
V. PLANOS .....	113
a. Plano de situación.....	114
b. Planta nave - sistema de anclaje .....	115
c. Alzado nave - sistema de anclaje .....	116
d. Planta nave - montaje final.....	117

e. Alzado nave - montaje final .....	118
f. Esquema de conexionado de los strings de paneles .....	119
g. Esquema unifilar.....	120



## I. MEMORIA DESCRIPTIVA

### a. Objeto

El presente proyecto tiene como objeto el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico sobre la superficie de la cubierta de una nave industrial preexistente y en la cual lleva a cabo su actividad empresa Calzados New Baby S.L. A su vez, el mismo, tiene como fin servir de Trabajo de Final de Grado en Ingeniería Electrónica y Automática Industrial por la Universidad Miguel Hernández de Elche.

El diseño de la instalación se llevará a cabo de acuerdo con la normativa actual referenciada en esta memoria y seleccionando los diferentes componentes y elementos necesarios para la instalación completa de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica para autoconsumo conectada a la red.

El dimensionamiento de la instalación se realizará teniendo en cuenta las limitaciones de superficie de la cubierta, así como los requisitos económicos exigidos por la empresa. El objetivo principal será la búsqueda de la máxima eficiencia de recursos y el mayor aprovechamiento de la energía generada procedente de la luz solar.

### b. Antecedentes

#### 1. Fundamentos de la energía solar fotovoltaica

El objetivo de una instalación solar fotovoltaica es la generación de energía eléctrica a partir de la luz solar de una manera pasiva, es decir, sin elementos móviles como podrían ser las aspas que mueven el eje de un generador eléctrico en un molino de viento. La generación de energía se consigue a través de un elemento mínimo, la célula fotovoltaica.

La célula fotovoltaica está producida con materiales semiconductores, comúnmente el silicio. Cuando los fotones de la luz solar inciden sobre la célula de silicio aparece una tensión análoga en sus bornes. Estas células se unen entre sí formando paneles, los llamados paneles solares fotovoltaicos. Estos paneles han ido creciendo en cantidad de

células siendo en estos momentos los más comunes de 72 células. Los paneles se clasifican en 3 tipologías dependiendo de la estructura del silicio usado en la célula.

- Paneles con células monocristalinas – Tienen un color uniforme azulado y con ellos se consiguen rendimientos superiores de entre el 18% y el 25%
- Paneles con células policristalinas – Su superficie tiene un color azulado cambiante según la orientación y con ellos se consiguen rendimientos del orden del 16 al 22%
- Paneles con células amorfas – Estos paneles tienen un color homogéneo marrón al no haber conexiones visibles entre las células y tiene como principal desventaja su bajo rendimiento que suele ser menor del 10%

Una instalación solar fotovoltaica se caracteriza por su simplicidad ya que únicamente consta de 2 componentes principales obligatorios, el panel fotovoltaico y el inversor y sus componentes auxiliares, cableado y protecciones eléctricas. En el caso de que la instalación fuera aislada de la red o quisiéramos almacenar la energía sobrante del sistema tendríamos que añadir al sistema dos componentes principales extra: baterías y regulador de carga.

## **2.Energía solar fotovoltaica en España**

La aprobación del Real Decreto Ley 15/2018 publicado en el BOE con fecha 06 de octubre de 2018 supone un antes y un después para el autoconsumo en España. Este decreto ley pone fin a cualquier tipo de cargo o peaje a la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos.

Esto supone un cambio muy importante en la normativa española que regulaba el autoconsumo en España introducida en 2015 (RD 900/2015), la cual había lastrado el autoconsumo por el llamado "impuesto al sol". Éste se aplicaba como peaje por estar conectado a la red y tener derecho a utilizar la energía que la instalación no sea capaz de generar. Sin embargo, el productor de energía de autoconsumo estaba pagando el mismo precio por el mantenimiento de estas redes que los usuarios que solicitan mucha más potencia.

Con esta tasa que se aplicaba a cada kW producido, ya fuera consumido o no, se eliminó del mercado a los pequeños consumidores interesados en hacer sus casas más verdes y, ante todo, en tener un ahorro en su factura de la luz. Esto es debido a que durante la vigencia del RD 900/2015 las instalaciones de autoconsumo eran únicamente rentables para consumidores intensivos de electricidad como podían ser las industrias.

El RD-L 15/2018 supone un gran avance en las perspectivas futuras del autoconsumo en España. Según los datos de la UNEF (Unión Española Fotovoltaica), en España durante el año 2018 se instalaron 236MW, en cambio, durante el año 2019, tras eliminar el impuesto al sol, la cifra alcanzó los 459MW suponiendo un incremento del 94%.

Figura 23. Potencia Solar Fotovoltaica Instalada Anualmente en España

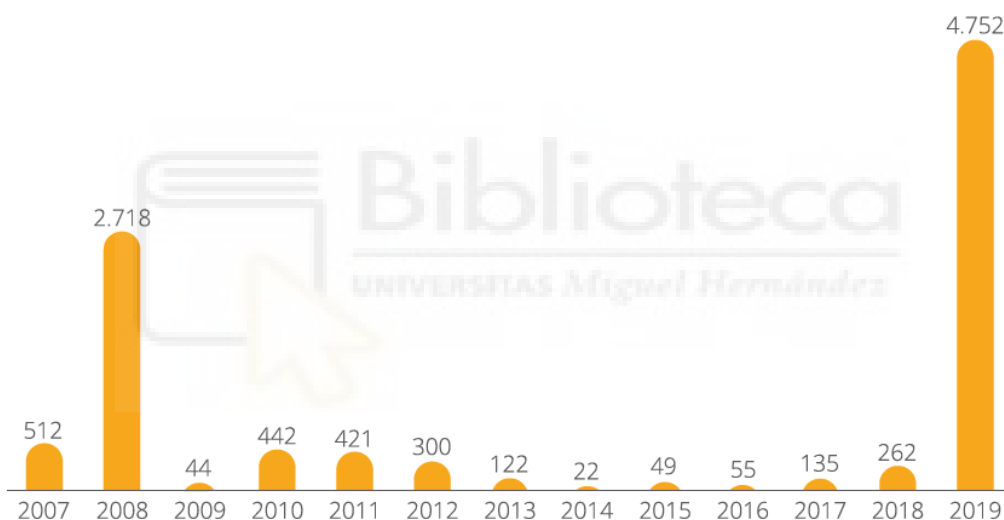


Ilustración 1

Asimismo, considerando todas las instalaciones fotovoltaicas instaladas en España podemos observar muy fácilmente el cambio de paradigma que se dio en 2019 en la *Ilustración 2*, extraída directamente del informe anual de 2020 de la UNEF. En el año 2019 se multiplicaron por 12 las instalaciones fotovoltaicas superando así al año 2008, año en el que las instalaciones recibían importantes bonificaciones por parte del estado. Además, se espera que en España continúe el ritmo de instalaciones en los próximos años debido al alto número de solicitudes de conexión a la red que ha recibido Red Eléctrica Española como operador de la red. En el último informe a fecha 29 de febrero de 2020 se observa como existen 85.3 GW con permiso de conexión a red aprobado (*Ilustración 2*).

Esto supone aumentar 10 veces la potencia total instalada ahora mismo en España durante los próximos años.

Datos nacionales	GW acumulados a 29/02/2020 (% Variación respecto a 31/01/2020)			
	Generación en servicio	Nueva generación - NO en servicio		
		Generación solicitada con permiso de acceso	Generación solicitada sin permiso de acceso con gestión en curso	Generación solicitada y denegada
Eólica	25,6 (0,0 %)	26,2 (3,6 %)	7,2 (24,1 %)	13,3 (8,1 %)
Solar fotovoltaica	8,7 (0,0 %)	85,3 (6,4 %)	21,3 (-4,9 %)	79,9 (9,3 %)
<b>Total</b>	<b>34,3 (0,0 %)</b>	<b>111,5 (5,7 %)</b>	<b>28,5 (1,1 %)</b>	<b>93,2 (9,1 %)</b>

Ilustración 2

Más tarde, el 5 de abril de 2019 el gobierno completa el marco regulatorio del autoconsumo con el Real Decreto 244/2019. En particular sus principales cambios son:

- Se realiza una nueva definición de autoconsumo, recogiendo que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas. Con lo cual, a partir de entonces se permite el autoconsumo compartido (comunidades de vecinos, asociaciones de empresas...) y también se considera autoconsumo a las instalaciones fotovoltaicas próximas pero que no se encuentren dentro de la misma parcela.
- Se realiza una nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos: «autoconsumo sin excedentes», que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y «autoconsumo con excedentes», en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte. Quedando así fuera de la definición de autoconsumo las instalaciones aisladas de la red.
- Se establece un mecanismo de compensación de consumos, el llamado “mecanismo simplificado de compensación de excedentes”. Mediante este mecanismo la comercializadora de energía compensará al usuario por la energía excedentaria en cada factura mensual para instalaciones menores de 100KWp.



Por tanto, con el RD 244/2019 se modifican las instalaciones consideradas como instalaciones para autoconsumo. Se consideran como tal únicamente aquellas que están conectadas a la red, pero diferenciándolas en dos tipos dependiendo de si realizan vertidos a la red de distribución de los excedentes o no.

- Instalaciones sin excedentes. Este tipo de instalación dispone de un dispositivo antivertido homologado que evita cualquier inyección de energía excedentaria a la red de distribución por parte de la instalación solar. Este tipo de instalación no necesita de una tarifa eléctrica específica por parte de la comercializadora ya que únicamente se realiza consumo eléctrico de la red.
- Instalaciones con excedentes o conectadas a la red. Este tipo de instalación es el que, efectivamente, realiza vertidos de la energía excedentaria a la red de distribución y existen dos tipos:
  - Adheridas al mecanismo simplificado de compensación de excedentes. En ese caso el consumidor y la comercializadora tienen un acuerdo voluntario de venta de la energía a precio regulado. En esta tipología, cuando se realiza la facturación mensual se realiza un abono por cada kWh inyectado a la red compensando los kWh consumidos durante ese mes. Con la condición de que el resultado de la factura nunca puede ser por debajo de 0, además, no pueden acogerse a este mecanismo las instalaciones mayores a 100kW
  - Venta de energía al mercado libre. Este caso es el más complejo y previsto para instalaciones de gran tamaño dado que es necesario crear una sociedad que venda la energía eléctrica en el mercado regulado. También se pueden realizar acuerdo con comercializadoras mediante acuerdos bilaterales o PPA.

En definitiva, tras la publicación del RD-L 15/2018 y el RD 244/2019 las perspectivas de la energía solar fotovoltaica y en concreto el autoconsumo de consumidores no intensivos se va a ver muy favorecido durante la vigencia de los mismos. Esto va a favorecer el cumplimiento de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 que establece un 74% de energías renovables en la generación eléctrica y 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final.

### c. Normativa

La redacción de este proyecto se ha realizado bajo las condiciones de las siguientes normativas:

- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002 por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT 51.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de prevención de riesgos laborales;
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, y resto de normativa aplicable en materia de prevención de riesgos.

- Manual técnico MT 3.53.01 de Iberdrola, condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-de redes eléctricas inteligentes.
- Plan General Parque Empresarial de Elche.
- Reglamento UE 2016/364 de la comisión de 1 de Julio de 2015, relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) número 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo.

#### **d. Requisitos de diseño**

##### **1.Datos de partida**

Para la redacción de este proyecto la empresa ha aportado los siguientes datos de partida:

- Emplazamiento de la nave industrial
- Planos de la nave industrial
- Consumo eléctrico durante el año 2019

Además, se establece que el requisito primordial para el dimensionamiento de la instalación solar ha de ser puramente económico. Se establece que el umbral para la realización de la inversión ha de ser un TIR (Tasa Interna de Retorno) del 10% y que una vez asegurado el valor del TIR se dimensionará la instalación para el número de paneles que maximice el VAN (Valor Actual Neto).

##### **2.Emplazamiento**

La instalación generadora ha sido proyectada sobre la nave de uso industrial construida en la calle German Bernacer, 62 (38°17'45.7"N 0°37'02.6"W) perteneciente a Elche Parque Empresarial cuya referencia catastral es 8515917YH0481F0001AU. El plano de superficie construida es de 37m de largo por 15m de largo sumando una superficie de 555m<sup>2</sup>



Ilustración 3

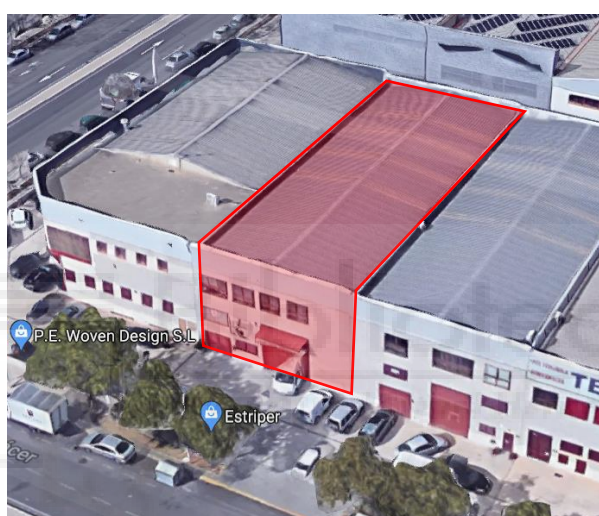


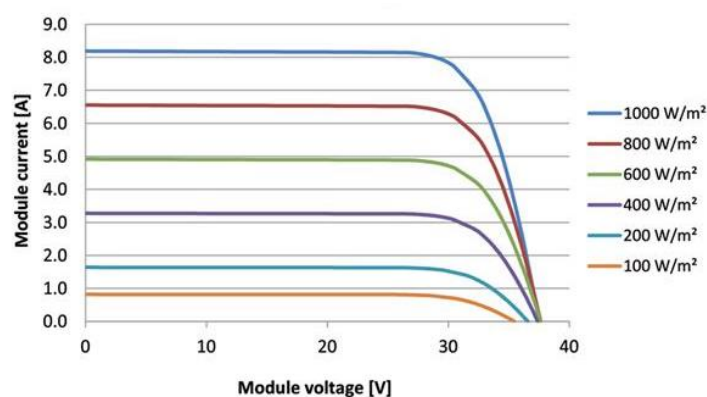
Ilustración 4

### 3. Meteorología

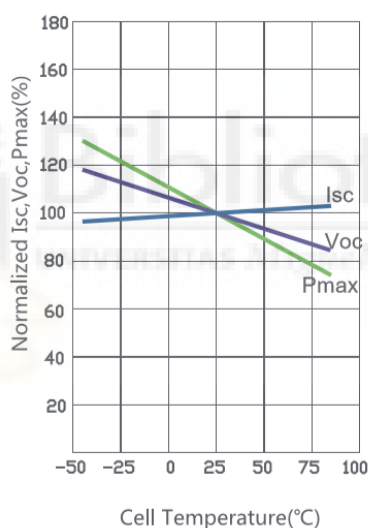
La meteorología es un componente esencial para el diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica ya que la generación eléctrica va a depender únicamente de la incidencia de los rayos solares sobre los módulos fotovoltaicos. Esto implica que en los climas excesivamente nubosos o lluviosos este tipo de instalaciones sean bastante menos interesantes.

Para el análisis meteorológico se considerarán las variables que mayor efecto tienen sobre una el panel fotovoltaico, estos son la radiación solar y la temperatura. Estos factores afectan de manera muy importante al panel. Unas temperaturas demasiado altas provocarán una disminución del rendimiento, es decir, a mayor temperatura menor será la ratio de conversión de radiación solar a energía eléctrica (*Ilustración 6*), mientras que

la radiación es la “materia prima” que hace funcionar al módulo al contener los fotones que interactúan con la celda de silicio para generar la corriente eléctrica (*Ilustración 5*).



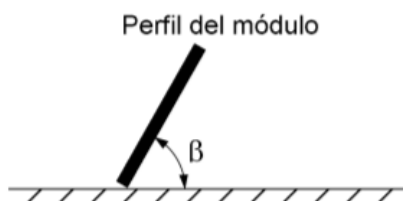
*Ilustración 5*



*Ilustración 6*

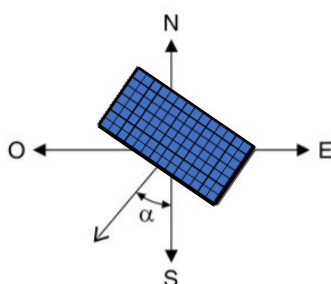
Previamente a la obtención de la irradiancia es importante conocer el concepto de ángulo de inclinación  $\beta$  y el ángulo de azimut  $\alpha$ . Estos ángulos indicarán la disposición del módulo fotovoltaico respecto a la horizontal y respecto al sur solar permitiendo calcular la irradiancia que alcanzará al módulo.

El ángulo de inclinación  $\beta$  se define como el alguno que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal (*Ilustración 7*).



*Ilustración 7*

En ángulo de azimut  $\alpha$  se trata del ángulo que forma la proyección de la perpendicular a la superficie del panel solar sobre el sur solar (*Ilustración 8*).



*Ilustración 8*

En la instalación proyectada, los paneles se instalarán de manera coplanar a la superficie de la cubierta de la nave industrial aprovechando que tanto su inclinación como su orientación sur son óptimas para el aprovechamiento de la radiación solar. Esto permite un ahorro económico importante al no tener que invertir en bastidores de aluminio para conseguir unos ángulos óptimos.

El alzado de la nave industrial sobre la que se va a desarrollar el proyecto se puede observar en *Ilustración 9*. Como se puede ver, posee una cubierta a dos aguas siendo su lado con orientación sur el óptimo para la instalación dado que posee un ángulo de inclinación de la cubierta ( $\beta$ ) de  $10^\circ$  y un ángulo de azimut ( $\alpha$ ) de  $-29^\circ$  lo que equivale a una orientación de  $29^\circ$  sureste como podemos comprobar en la *Ilustración 8*.

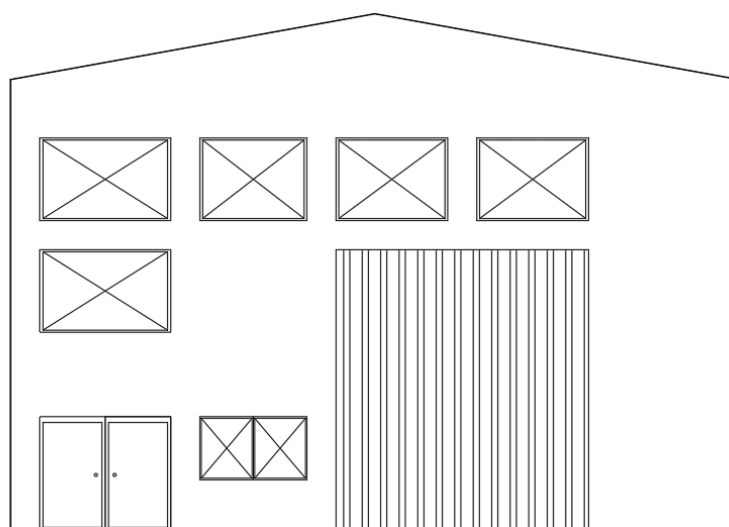


Ilustración 9

Una vez conocidos los datos de partida se puede realizar el análisis de la meteorología mediante la herramienta PVGIS (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>) y más en concreto, su herramienta de cálculo de radiación solar.

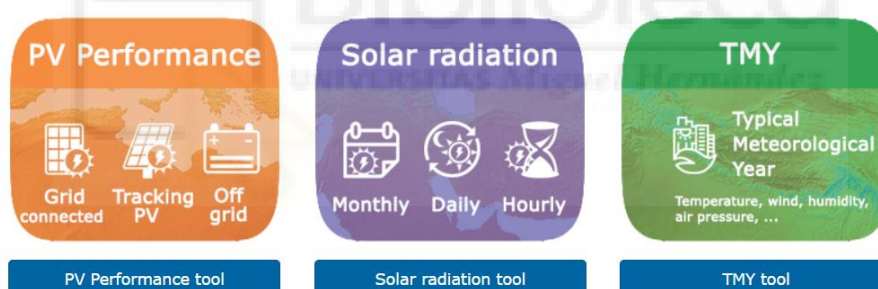


Ilustración 10

Para extraer los datos de la herramienta, primeramente, se hace clic en “Solar radiation tool” (Ilustración 10) y posteriormente aparecerá la herramienta de cálculo. En ella se primero es necesario indicar la localización exacta en el mapa del lugar del cual queremos obtener los datos (Ilustración 12) posteriormente se accede al apartado de “DATOS DIARIOS” (Ilustración 11) y se selecciona la base de datos a usar (para este caso se ha usado la base de datos PVGIS-SARAH ya que es más indicada para obtener datos de Europa), el mes sobre el cual se quieren conocer los datos, en el caso de este proyecto clico el apartado de irradiancia sobre plano fijo ya que los paneles proyectados no dispondrán de ejes seguidores, se indica el ángulo de inclinación y azimut en el que se van a instalar los paneles y finalmente se hace clic sobre el “Perfil diario de temperaturas” para obtener también la temperatura media (Ilustración 13).

**Cursor:** Utilizar las sombras del terreno:

**Seleccionado:** **Elegir localización!**  Horizonte calculado  Cargar archivo de horizonte

Elevación (m):   Ningún archi... selecc...

**DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA**

Base de datos de radiación solar\*

Mes\*

Hora UTC  Hora local

**Sobre plano fijo:**

Irradiancia

Irradiancia cielo claro

Inclinación [°]

Azimut [°]

**Sobre plano con seguimiento:**

Irradiancia

Irradiancia cielo claro

**Temperatura:**

Perfil diario de temperatura

Ilustración 11

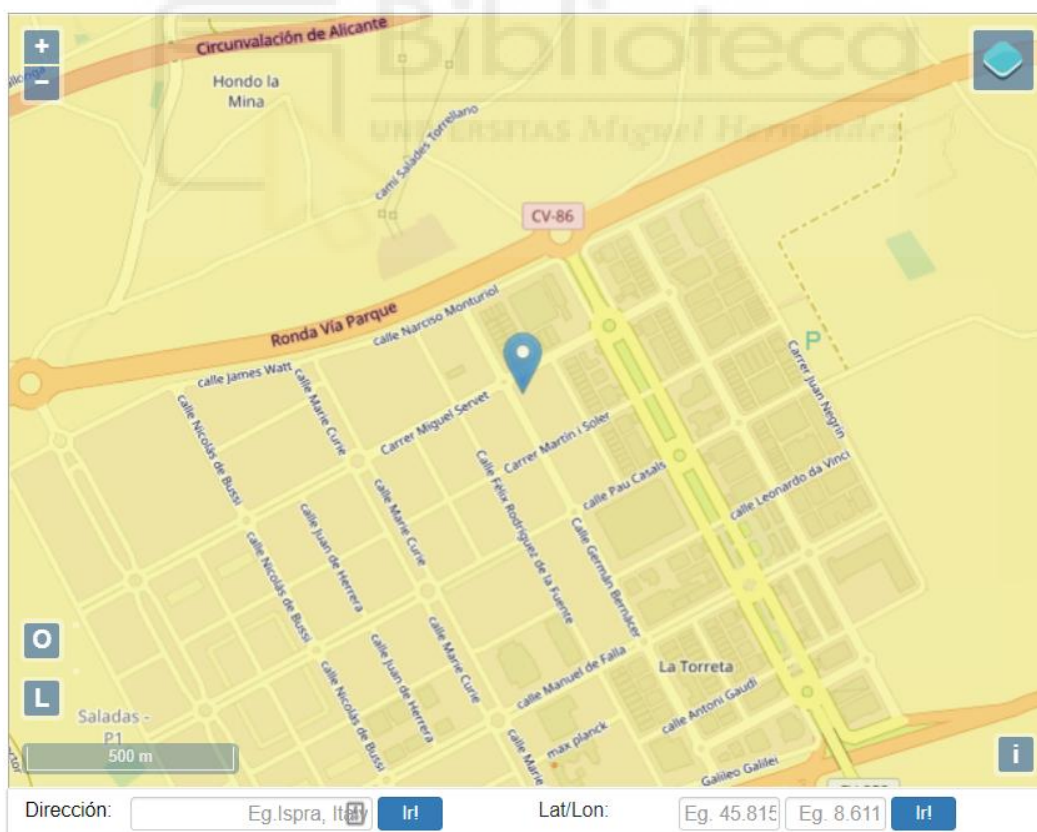


Ilustración 12



**Cursor:**  
**Seleccionado:** 38.296, -0.617  
 Elevación (m): 95

**Utilizar las sombras del terreno:**  
 Horizonte calculado    
 Cargar archivo de horizonte  Ningún archi... selecc...

**CONECTADO A RED**  
**FV CON SEGUIMIENTO**  
**FV AUTÓNOMO**  
**DATOS MENSUALES**  
**DATOS DIARIOS**  
**DATOS HORARIOS**  
**TMY**

**DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA**

Base de datos de radiación solar\*   
 Mes\*   
 Hora UTC  Hora local

**Sobre plano fijo:**  
 Irradiancia  
 Irradiancia cielo claro  
 Inclinação [°]   
 Azimut [°]

**Sobre plano con seguimiento:**  
 Irradiancia  
 Irradiancia cielo claro

**Temperatura:**  
 Perfil diario de temperatura

Ilustración 13

Con estos datos introducidos, se obtiene la irradiancia y la temperatura de manera horaria para un mes promedio. Repitiendo esta operación para todos los meses se obtienen los datos de irradiancia ( $W/m^2$ ) de la *Tabla 1* y los datos de temperatura ( $^{\circ}C$ ) de la *Tabla 2*. Más adelante, estos datos serán usados para calcular la generación de energía de la instalación.

IRRADIANCIA ( $W/m^2$ )													
Hora	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07	0	0	0	0	10	27	9	0	0	0	0	0	4
08	0	19	137	77	156	186	163	102	37	0	43	0	77
09	144	211	336	260	347	379	358	300	229	146	227	151	257
10	317	380	521	451	534	570	554	499	430	339	366	299	438

11	434	511	639	626	699	738	734	676	585	487	478	414	585
12	507	592	734	754	825	879	864	824	715	601	525	485	692
13	536	620	727	823	898	958	954	912	782	631	526	495	738
14	494	584	696	812	904	968	965	932	787	642	470	444	725
15	394	486	592	767	832	900	919	872	728	609	358	344	650
16	270	356	438	650	724	788	815	759	614	480	221	208	527
17	110	195	273	509	555	625	657	600	462	324	67	54	369
18	0	34	101	332	382	446	466	404	271	153	0	0	216
19	0	0	1	157	204	258	271	211	100	12	0	0	101
20	0	0	0	25	58	95	96	50	2	0	0	0	27
21	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0	0	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 1

### IRRADIANCIA

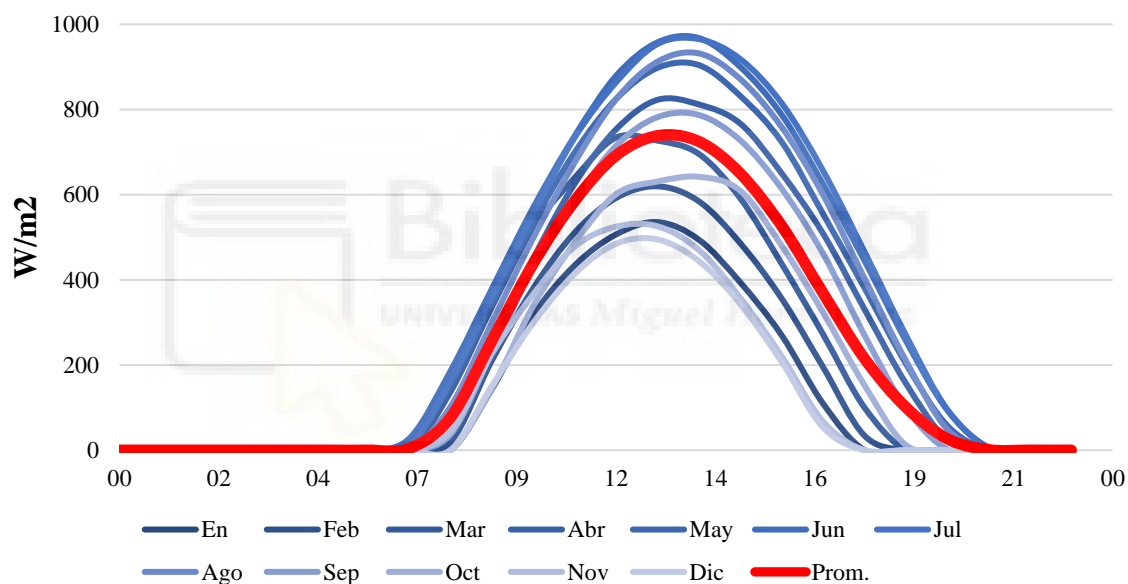


Ilustración 14

TEMPERATURA (°C)													
Hora	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
00	1	5	8	13	16	21	24	23	19	15	8	5	14
01	4	5	8	12	16	20	23	23	19	15	8	4	13
02	3	4	7	11	15	19	22	22	18	14	8	4	12
03	3	4	7	11	14	19	22	22	18	14	7	3	12
04	3	4	6	10	14	18	21	21	18	14	7	3	12
05	3	3	6	10	13	18	21	21	17	13	7	3	11
06	2	3	5	10	13	18	21	20	17	13	6	3	11
07	2	3	5	9	13	18	21	20	16	12	6	2	11
08	3	4	7	9	13	18	21	20	16	12	8	3	11
09	4	6	10	12	16	21	23	22	18	14	9	5	13

10	5	7	12	14	19	23	26	25	20	16	11	6	15
11	8	10	14	17	21	26	28	27	23	18	13	8	18
12	10	12	16	18	22	27	29	28	24	20	15	11	19
13	13	14	17	20	24	28	31	30	25	21	17	13	21
14	13	14	18	21	25	29	32	31	27	23	17	13	22
15	14	14	18	21	25	29	32	31	27	23	17	14	22
16	14	15	18	21	25	30	33	32	27	23	17	14	22
17	12	13	17	21	25	30	33	32	28	23	15	12	22
18	10	12	16	20	24	29	32	31	26	22	14	10	20
19	9	10	14	19	23	28	31	30	25	20	12	9	19
20	8	9	13	18	22	27	30	29	24	19	11	8	18
21	7	8	11	17	21	25	28	27	23	18	10	7	17
22	6	7	10	15	19	24	26	26	21	17	10	6	15
23	5	6	9	14	17	22	25	24	20	16	9	5	14

Tabla 2

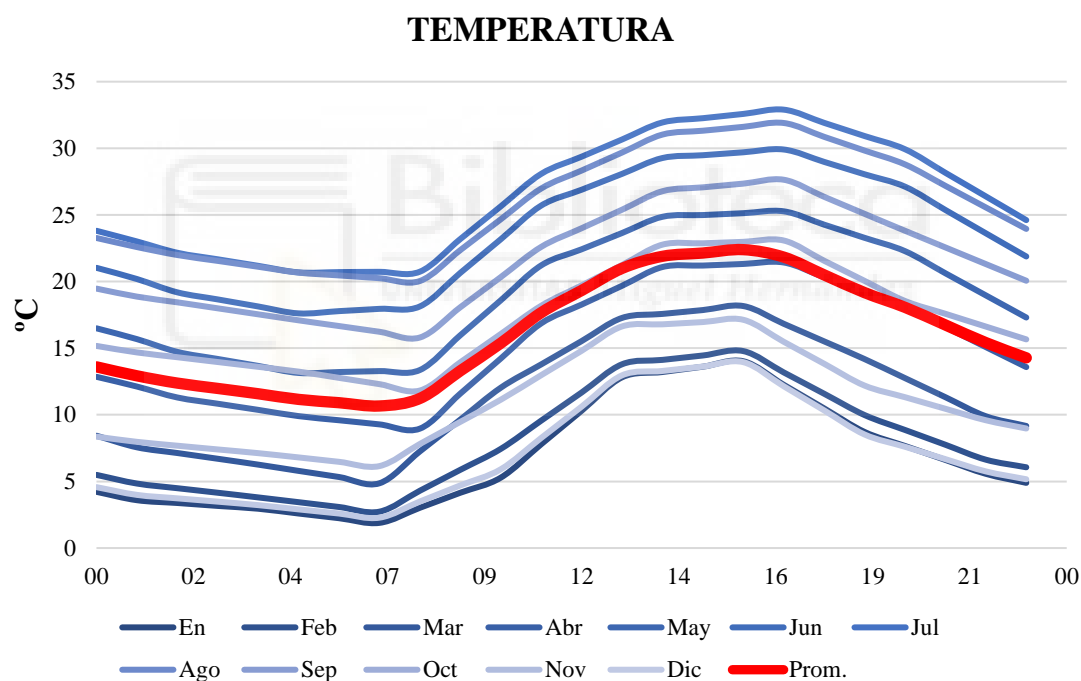


Ilustración 15

#### e. Análisis de la demanda de energía

Para realizar un dimensionamiento de la instalación lo más adecuado posible es necesario realizar un análisis tanto, por consumo medio mensual, como por el consumo medio horario de cada mes. Mediante el análisis del consumo medio mensual podremos observar si el consumo energético de la empresa es estable a lo largo del año o en su defecto se trata de una empresa con temporadas altas de trabajo y temporadas de parada. Por otra

parte, el análisis horario nos puede aportar información sobre cómo realiza los consumos energéticos la empresa a lo largo del día, de esta manera se puede analizar la conveniencia del sistema solar a su consumo eléctrico. El análisis horario también es muy importante en la actualidad para el análisis económico de la instalación, dado que en las instalaciones conectadas a la red pueden obtener una compensación económica a final de mes por cada kW vertido a la red.

Con el fin de facilitar este análisis la empresa ha proporcionado los datos de consumo de los 365 días del año 2019 extraídos de la web de Iberdrola Distribución. Estos datos han sido suministrados en formato Excel. Cada Excel corresponde a 1 día del año y contiene las 24 horas de día y el consumo de energía en kWh. Para poder analizar los datos se han agregado todos en una única base de datos en Excel. Además, también se han proporcionado diversas facturas del año 2019 para poder comprobar la tarifa contratada y los costes asociados a la electricidad.

Comenzando el análisis de los datos proporcionados, la empresa tiene contratada una tarifa 3.0A para el suministro de electricidad en baja tensión en 3 tramos diferenciados según la hora del día (P1-Punta, P2- Llano y P3-Valle), permitiendo también tener 3 términos de potencia, en cambio, la empresa no hace uso de ello y posee una potencia contratada de 33kW en todos los tramos.

Los tramos de los términos de energía y potencia siguen el estándar peninsular variando de verano a invierno (*Ilustración 16*) y siguiendo los siguientes tramos:

- P1 (Período Punta): Son 4 horas al día en las cuales la potencia y la energía resultan más caras debido a la alta demanda del sistema.
- P2 (Período Llano): Son 12 horas al día.
- P3 (Período Valle): Es el período en que la potencia y la energía resultan más baratos. Son 8 horas al día.



Ilustración 16

Según los datos proporcionados por la empresa, durante el año 2019 presentó los consumos acumulados por tramo de tarificación mostrados en la *Tabla 3* y que aparecen graficados en la *Ilustración 17*. Además, se muestra el consumo del día promedio de lunes a viernes (días laborables para la empresa) para cada mes del año en la *Tabla 4* y gráficamente en la *Ilustración 18*.

CONSUMO MENSUAL (kWh)													
Tramo	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Llano	4.442	4.214	3.423	2.065	1.204	2.661	2.850	1.583	1.450	2.135	1.398	1.228	28.654
Punta	1.834	1.333	1.038	975	498	1.432	1.560	674	781	994	549	499	12.167
Valle	315	314	248	290	342	188	199	227	228	277	300	271	3.200
<b>Consumo total</b>	<b>6.591</b>	<b>5.860</b>	<b>4.710</b>	<b>3.331</b>	<b>2.044</b>	<b>4.281</b>	<b>4.609</b>	<b>2.484</b>	<b>2.458</b>	<b>3.406</b>	<b>2.248</b>	<b>1.998</b>	<b>44.021</b>

Tabla 3

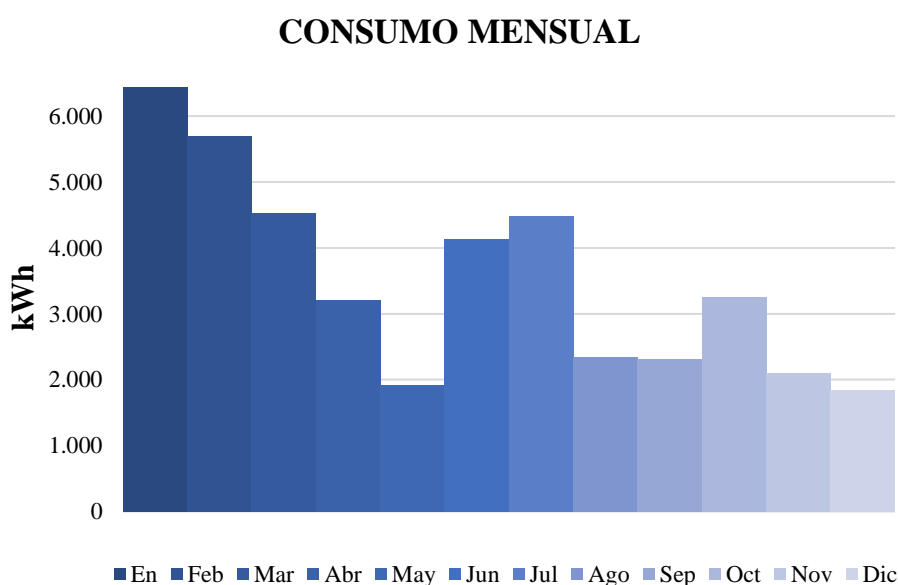


Ilustración 17

CONSUMO HOARIO I-v (kWh)													
Hora	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
00	1,5	1,6	1,1	2,4	3,3	0,8	0,8	1,5	1,5	2,0	3,3	1,4	1,8
01	1,4	1,6	1,0	2,2	2,8	0,8	0,8	1,2	1,3	2,0	1,9	1,3	1,5
02	1,4	1,6	1,0	1,8	2,2	0,8	0,8	1,0	1,1	1,3	1,1	1,1	1,3
03	1,4	1,6	1,0	1,1	1,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,1
04	1,4	1,6	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
05	1,4	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
06	1,4	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
07	1,4	1,6	1,0	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
08	4,6	4,8	3,4	2,3	1,6	3,2	3,4	1,9	2,5	2,6	2,3	2,2	2,9
09	25,1	29,3	23,3	11,7	5,1	23,1	18,9	9,3	10,0	12,9	6,2	5,5	15,0
10	25,4	29,9	22,5	12,3	7,0	23,1	20,1	9,2	11,1	13,1	7,8	6,6	15,7
11	17,3	19,4	15,6	8,7	3,7	14,4	13,5	5,9	7,3	8,5	5,0	5,0	10,4
12	26,0	29,5	23,7	13,1	6,5	22,6	21,0	9,1	11,4	13,6	7,9	7,2	16,0
13	25,8	29,7	23,5	13,5	6,2	21,6	20,4	9,1	10,9	13,0	7,6	6,6	15,7
14	14,9	17,5	14,4	8,3	4,5	12,0	12,1	5,7	6,6	7,3	4,6	4,6	9,4
15	3,4	2,5	2,1	2,0	1,1	1,7	1,9	1,5	1,6	1,6	1,7	1,6	1,9
16	16,7	15,3	10,9	7,1	3,4	10,3	9,8	5,0	5,6	7,0	5,6	3,6	8,4
17	26,5	25,5	17,5	12,3	5,6	17,1	17,4	8,4	8,3	11,5	7,6	6,0	13,6
18	26,9	25,9	18,0	13,2	4,9	17,6	17,6	8,9	7,6	11,9	6,8	6,6	13,8
19	26,1	25,6	17,6	12,6	5,6	17,6	17,7	8,8	7,9	11,0	6,8	6,6	13,7
20	20,4	10,0	9,6	8,4	5,1	12,6	9,1	8,6	5,0	9,1	7,0	6,1	9,3
21	5,4	3,9	3,1	3,6	3,5	1,8	2,8	3,4	2,1	4,2	4,3	2,4	3,4
22	2,5	2,0	1,4	3,1	3,7	0,9	1,6	2,3	2,2	2,4	3,8	2,0	2,3
23	1,6	1,7	1,1	2,8	3,6	0,9	0,9	1,6	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9

Tabla 4

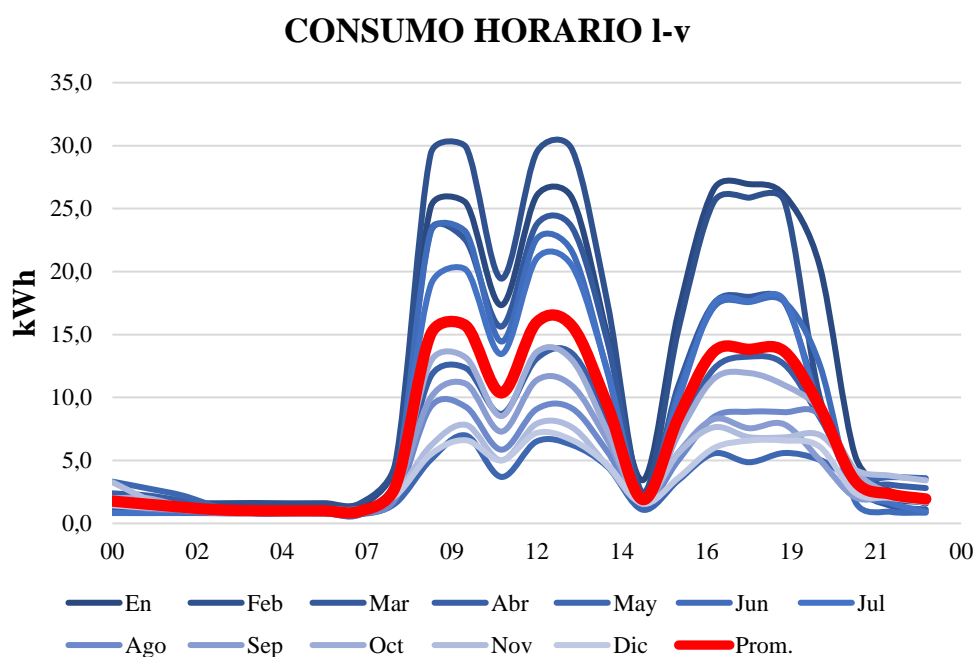


Ilustración 18

Analizando en detalle los datos anteriores se pueden realizar varias observaciones:

- El consumo no es estable a lo largo de año. Aparecen tres tipos de consumo:
  - Consumo en “stand-by” o entre temporadas. Es decir, cuando la industria no se encuentra produciendo debido a que las temporadas en el calzado son primavera-verano y otoño-invierno. De esta manera, el tiempo desde la finalización de la producción de la temporada hasta la siguiente el consumo eléctrico es el mínimo e indispensable para el personal de oficinas y maquinaria fuera de la propia línea de producción.
  - Consumo pico o de temporada. Este es el consumo cuando la industria se encuentra en plena producción con toda la línea productiva funcionando.
  - Consumo intermedio o reposiciones. Esto tipo de consumo sucede una vez finalizado la producción pico para las reposiciones de mitad de temporada.

Los 3 tipos de consumo son claramente visibles en la gráfica de CONSUMO MENSUAL (*Ilustración 17*). Durante el año 2019 el consumo entre temporadas correspondería a mayo, agosto, septiembre, noviembre y diciembre. El consumo pico correspondería a enero, febrero, marzo, junio y julio. Finalmente, en abril y octubre podemos un consumo intermedio.

- La industria trabaja con un único turno de trabajo con descanso a las 10:30 y hora de comida de 14 a 15. Este tipo de horario productivo con parada de la línea productiva para comer no será la situación ideal para la instalación fotovoltaica dado que perderemos una hora de generación eléctrica durante las horas de máxima incidencia solar. En cambio, al ser su consumo únicamente durante el día hará que el ahorro en su factura sea más notable que si trabajaran durante las 24 horas. De esta manera, durante la mayor parte de la jornada laboral se estarán aprovechando de la energía proveniente de las placas solares.

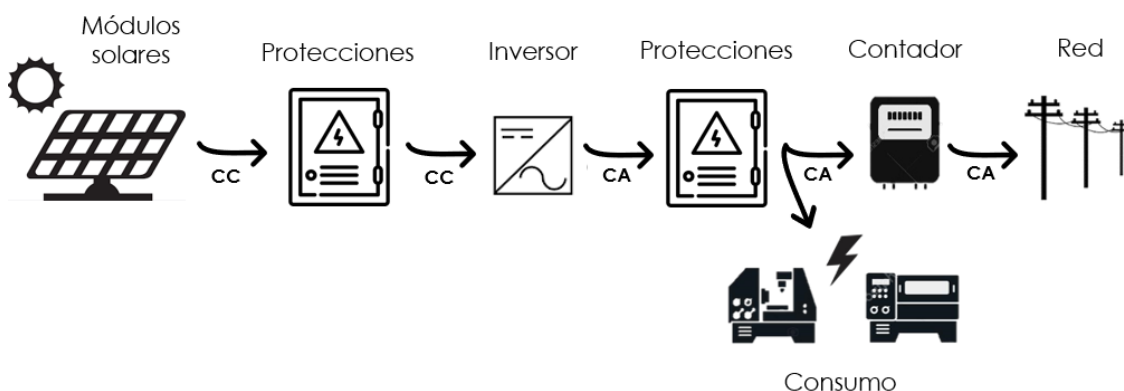
#### **f. Descripción de los elementos de la instalación.**

La instalación proyectada será de la tipología autoconsumo con excedentes adherida al mecanismo simplificado de compensación de excedentes. Las tipologías de instalaciones para autoconsumo se han explicado previamente en el apartado *Energía solar fotovoltaica en España*. Esta tipología es la más adecuada para instalaciones menores a 100kWp

debido a su simplicidad de gestión. El acuerdo de compensación con la comercializadora nos permite acordar un precio de venta de los kWh inyectados a la red de distribución o, en su defecto, cobrarlos al precio horario del mercado regulado sin ningún tipo de gestión por parte de la empresa que esta inyectado la energía a la red. En cambio, si se optara por verter energía a la red de distribución sin compensación de excedentes obligaría a la creación de una sociedad destinada a la venta de energía y la gestión de facturas de venta etc. toda esta gestión sería llevada a cabo por el productor de la energía inyectada a la red de distribución con su correspondiente gasto de personal.

En lo referente al campo generador, como se ha indicado anteriormente, la instalación del mismo se realizará de manera coplanar a uno de los laterales de la cubierta a dos aguas de la nave industrial. Los módulos se instalarán en el lateral orientado al sureste, el cual tiene una inclinación (ángulo  $\beta$ ) de  $8^\circ$  y un azimut (ángulo  $\alpha$ ) de  $-29^\circ$ . El material constructivo de la cubierta es chapa metálica tipo sándwich.

Para la instalación de los módulos se usará un bastidor de aluminio fijado a la cubierta, los módulos se conectarán a las protecciones de corriente continua y estas se conectarán con el inversor. Éste será el encargado de transformar la corriente continua generada en los módulos en corriente alterna que pueda ser aprovechable por la maquinaria de la empresa. La salida del inversor estará conectada con las protecciones de corriente alterna y, a partir de estas, a la red interna de la empresa y al contador bidireccional de compañía a través del cual será conectada la instalación a la red de distribución. Podemos observar claramente el esquema de la instalación de manera gráfica en la *Ilustración 19*.



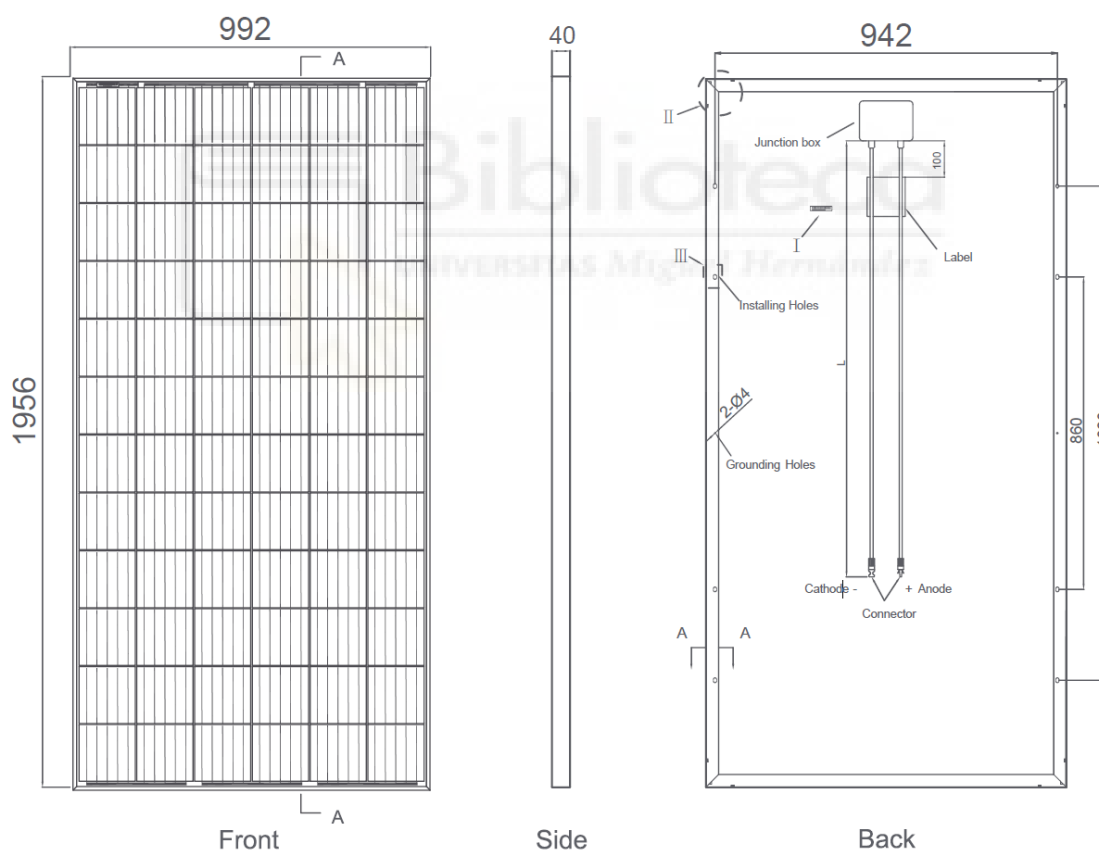
*Ilustración 19*



## 1. Panel solar fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos seleccionados para la instalación han sido los Jinko Eagle JKM340PP-72 de silicio policristalino con una eficiencia del 17.52%, formado por 72 celdas y cuyas dimensiones se pueden observar en la *Ilustración 20*.

La serie Eagle de JinkoSolar es el primer panel a nivel mundial en obtener la certificación de Degradación Potencial Inducida (PID por sus siglas en inglés), que somete al panel a temperaturas extremas de 85°C y 85% de humedad relativa. Esto lo hace un panel muy adecuado para las condiciones de la provincia de Alicante dado que la temperatura media anual es alta, pudiendo alcanzar picos aún más altos durante los meses de verano, además, unido a una alta humedad debido a la cercanía al mar.



*Ilustración 20*

Este panel hace uso de tecnologías innovadoras como el cristal y el texturizado de la superficie de la célula fotovoltaica que permiten un resultado excelente en condiciones de baja irradiación lumínica.

La caja de conexiones se encuentra certificada contra la acción de agua y polvo con un grado de protección IP67. Lo cual significa que está totalmente protegida ante la entrada del polvo y también resistirá la inmersión a 1 metro de profundidad durante 30 minutos.

El panel cumple con las certificaciones IEC 61215 y IEC 61730 exigidas por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV - julio 2011) emitido por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

Asimismo, todos los paneles deberán llevar de forma claramente visible e indeleble, el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como un número de serie que permita su identificación individual y trazabilidad a la fecha de fabricación.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 1200mm or Customized Length

*Ilustración 21*

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Ilustración 22

### Características físicas

Material	Silicio policristalino
Número de celdas	72
Dimensiones	1956x992x40mm
Peso	26.5kg
Vidrio superior	Vidrio templado de 4.0mm
Marco	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67
Conectores	MC4
Cableado	TÜV certificado 1x4mm <sup>2</sup> , longitud 1200mm

### Características técnicas

Potencia nominal (Pmax) [Wp]	340Wp
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	38.2V
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8.91 <sup>a</sup>
Voltaje a circuito abierto (Voc)	47.5V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	9.22 <sup>a</sup>
Tolerancia de potencia [W]	+3%
Eficiencia	17.52%
Voltaje máximo IEC EN	1000V
Coefficiente de temperatura Pmáx:	-0,40%/°C
Coefficiente de temperatura Voc:	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura Isc:	0,06%/°C
TONC (temperatura operación de la célula)	45 +/-2 °C

Tabla 5

Para el campo generador proyectado haremos uso de 45 paneles Jinko Eagle JKM340PP-72, es decir, la potencia pico del campo generador será de 15,3 kWp.

El dimensionamiento de este campo generador se calcula extendidamente en el apartado *Dimensionamiento de la instalación* dentro del Anexo I. En resumidas cuentas, se realiza un análisis económico para instalaciones desde 2 hasta 75 paneles obteniendo el TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto) para todos ellos y se observa que el mayor VAN se alcanza con la instalación de 47 paneles.

VAN (€)			
Placas	VAN	Placas	VAN
5	512,55	41	3225,93
7	829,92	43	3263,33
9	1062,55	45	3289,50
11	1282,72	47	3298,21
13	1491,61	49	3295,48
15	1689,50	51	3280,19
17	1876,33	53	3252,88
19	2051,56	55	3214,05
21	2214,75	57	3163,59
23	2367,18	59	3096,91
25	2508,51	61	3018,78
27	2638,17	63	2929,18
29	2756,72	65	2828,40
31	2863,78	67	2716,73
33	2959,39	69	2594,26
35	3043,35	71	2456,69
37	3115,87	73	2307,00
39	3176,82	75	2145,63

Tabla 6

A posteriori, se calcula como irán colocados los paneles, en serie o paralelo, para alcanzar los voltajes de entrada óptimos del inversor. Esto es necesario debido a que para que el inversor alcance su máxima eficiencia de trabajo el voltaje en las entradas de los seguidores de máxima potencia (MPPT) del inversor ha de ser entre 320V y 800V.

Los cálculos nos indican que debemos usar 3 strings (líneas de paneles conectados en serie) por lo que se podrían colocar 45 o 48 paneles, optando finalmente por la opción de 45 paneles. Debido a la corriente máxima de entrada del inversor, 2 de los strings irán

conectados en paralelo a la primera entrada MPPT y el tercero conectado a la segunda MPPT. Estos cálculos aparecen claramente explicados en el apartado *Conexión de los paneles fotovoltaicos* en el Anexo I: Cálculos

## 2.Sistema de anclaje

El sistema de anclaje de los módulos será del tipo coplanar para cubierta metálica de tipo sándwich. Para nuestra instalación se ha proyectado el uso de la estructura de soporte Sunfer KH 915.

La estructura de soporte KH915 está diseñada para estar instalada en posición horizontal, con la misma inclinación que la cubierta existente. Los materiales de la estructura son de alta calidad, la estructura es de aluminio aleación EN AW 6005A T6 que se trata de un aluminio de alta resistencia. La tornillería y accesorios es de acero inoxidable cumpliendo con el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

La estructura está diseñada para poder soportar cargas de nieve de hasta 200N/m<sup>2</sup>, y una carga de viento de 29 m/s. Para poder soportar dichas cargas las fijaciones de la estructura se realizarán directamente sobre la cubierta tipo sándwich.

El anclaje de la estructura de soporte a la cubierta se realizará con la fijación L120 (*Ilustración 23*) con un tronillo de anclaje. Ejecutando posteriormente, un remate con tela asfáltica para asegurar la estanqueidad de la cubierta y evitar filtraciones a través de las fijaciones (*Ilustración 24*). La separación entre anclajes será de 1,7 metros siguiendo la recomendación del fabricante y la primera y última sujeción se colocarán a una distancia de 0,4m desde el inicio del perfil de aluminio que soporta.



*Ilustración 23*

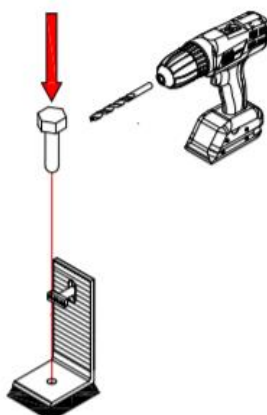


Ilustración 24

Los raíles de soporte (RCVE 4.0) se colocarán sobre la sujeción L120 según la *Ilustración 25*. El rail se deslizará sobre el tornillo martillo, con la línea rehundida en la base del tornillo en posición horizontal, hasta su posición final y se fijará girando el tornillo hasta que la línea rehundida se encuentre en posición vertical.

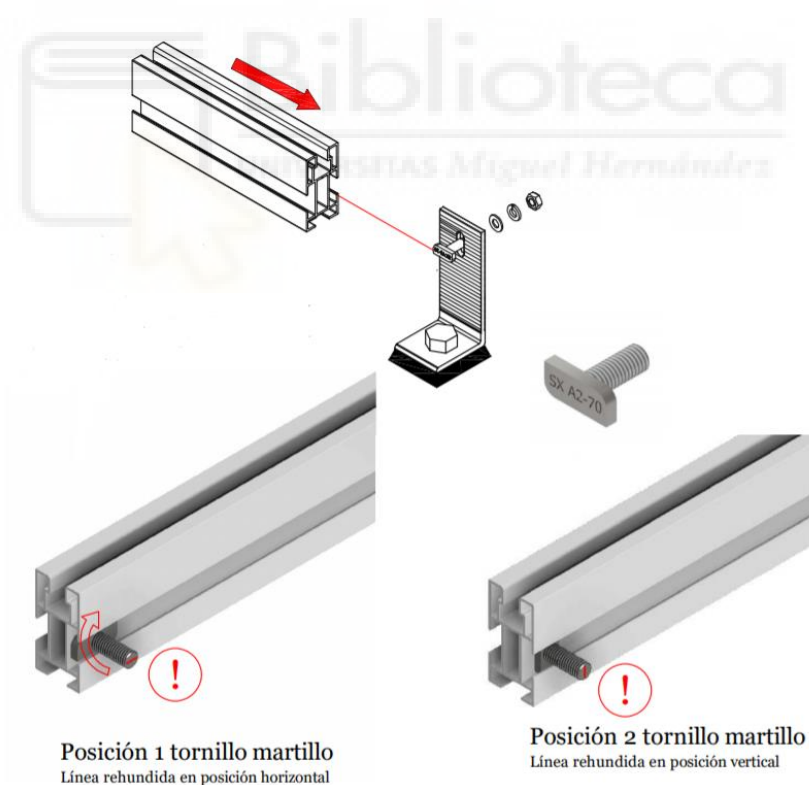


Ilustración 25

Para la fijación de los módulos a los raíles se utilizarán presores que sujetarán el módulo desde el bastidor de aluminio del propio módulo mediante presión, sin fijación mecánica directa. Se utilizarán presores laterales (*Ilustración 26*) al inicio y final del raíl (en el

lateral del módulo que quede a la vista) y presores centrales (*Ilustración 27*) en las uniones entre módulos. Podemos ver claramente como sería el montaje final de un rail a falta de los módulos en la *Ilustración 28*, como sería la disposición final de los raíles sobre la superficie de la cubierta en la *Ilustración 29* y, finalmente, una muestra de cómo quedaría la estructura con los módulos colocado en la *Ilustración 30*.



*Ilustración 26*



*Ilustración 27*



*Ilustración 28*

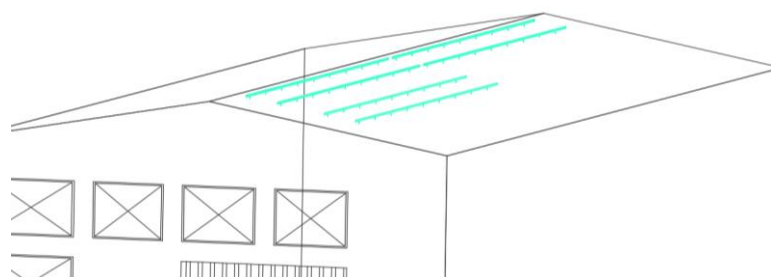


Ilustración 29

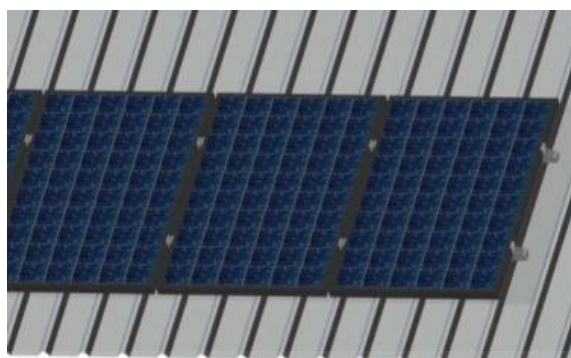


Ilustración 30

### 3. Inversor de conexión a red

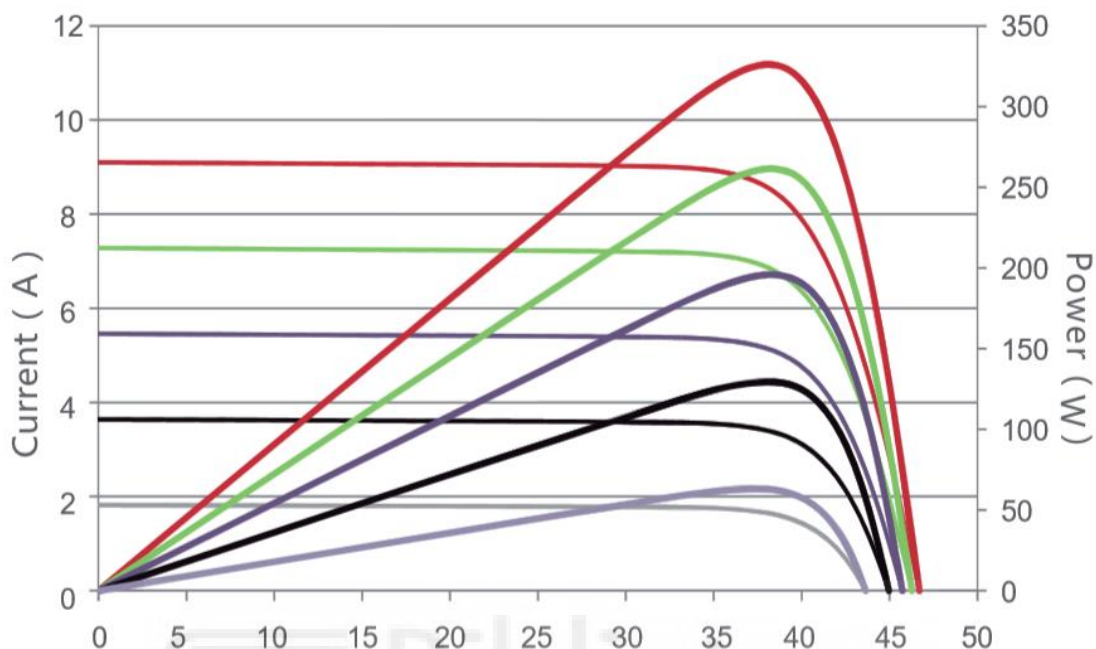
El inversor es el segundo componente más importante de la instalación tras los paneles fotovoltaicos. Al revés que estos, se trata de un componente mucho más complejo técnicamente.

La principal función del inversor es transformar la energía producida en los paneles fotovoltaicos en energía aprovechable para nuestro consumo o para verterla a la red de distribución. Esta transformación es necesaria porque la corriente generada en los módulos fotovoltaicos es continua, en cambio tanto la red general como la instalación de red interior de la empresa hacen uso de corriente alterna. De esta manera el inversor se encarga de la tarea de transformar la corriente continua, generada en los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el voltaje y frecuencia adecuados.

Otra función incluida en el inversor es el MPPT (Maximum Power Point Tracking, seguidor punto de máxima potencia) con este sistema el inversor es capaz de buscar el punto de máxima potencia para la curva de generación en ese instante. Como se puede



ver en la *Ilustración 31* las entradas MPPT del inversor siempre buscarán el pico más alto de la curva de potencia.



*Ilustración 31*

El inversor también incluirá protecciones contra cortocircuitos en alterna, tensión de red fuera de rango, frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones de red.

Para la instalación proyectada se hará uso del inversor de conexión a red FRONIUS Symo 12.5-3-M 12.5kW. Se trata de un inversor idóneo para instalaciones de autoconsumo conectadas a red de pequeña potencia que, además, cuenta con dos entradas MPPT. Esta doble entrada MPPT es especialmente útil para instalaciones en tejados a 2 aguas en los cuales una serie de paneles está generando mayor energía que otros debido a un ángulo de inclinación ( $\beta$ ) menos óptimo. De esta manera, permite conectar los paneles que tienen diferentes ángulos de inclinación a diferentes entradas para que el inversor busque en cada uno de los casos el punto de máxima potencia, obteniendo así una mayor eficiencia.

Este inversor es óptimo para la instalación proyectada debido a:

- Su facilidad de instalación y escalabilidad gracias a la tecnología SnapInverter de Fronius mediante la cual el inversor puede ser modificado agregando o quitando módulos del mismo, además de un diseño intuitivo para su instalación.
- Reducido tamaño: 645 x 431 x 204 mm lo cual permite montarlo en cualquier pared de la nave.
- Potencia de entrada adecuada. El campo generador instalado posee 15.3kWp lo cual queda dentro de la potencia máxima de entrada del inversor que es de 18.8kWp.
- Voltaje de salida 380V trifásico en baja tensión.
- Monitorización de datos gracias a su conexión WLAN.

Los inversores Fronius disponen de un sistema de inyección a la red cero, esto significa que en el caso de que la instalación solar esté produciendo mayor energía de la que la vivienda o nave industrial esté consumiendo, el sistema de inyección cero permitirá rebajar a nuestro antojo la potencia del inversor solamente en el caso que haya un excedente energético.

Además, este inversor incluye un módulo de conexión a internet a través de WLAN (inalámbrico) o ethernet, permitiendo realizar una monitorización de la instalación, así como, conexión a equipos externos.

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$ )	27 A / 16,5 A <sup>1)</sup>		33 A / 27 A		
Máxima corriente de entrada total utilizada ( $I_{dc\ máx. 1} + I_{dc\ máx. 2}$ )	43,5 A				
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP <sub>1</sub> / MPP <sub>2</sub> )	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ mín.}$ )	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )	200 V				
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc,r}$ )	600 V				
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ máx.}$ )	1.000 V				
Rango de tensión MPP ( $U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$ )	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
Máxima salida del generador FV ( $P_{dc\ máx.}$ )	15,0 kW peak	18,8 kW peak	22,5 kW peak	26,3 kW peak	30,0 kW peak

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ( $P_{ac,r}$ )	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ máx.}$ )	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ( $\cos \varphi_{ac,r}$ )	0 - 1 ind. / cap.				

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg			43,4 kg	
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	I				
Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>2)</sup>	1 + 2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4+712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %		98,1 %		
Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )	97,4%	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
$\eta$ con 5 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
$\eta$ con 10 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
$\eta$ con 20 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
$\eta$ con 25 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
$\eta$ con 30 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
$\eta$ con 50 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
$\eta$ con 75 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
$\eta$ con 100 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) <sup>2)</sup>	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net				
Salida de aviso <sup>2)</sup>	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo <sup>2)</sup>	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

<sup>1)</sup> Y con  $U_{mpp\ mín.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ máx.}$  <sup>2)</sup> También disponible en la versión light.

Tabla 7

## 4. Monitorización

El propio inversor consta de la tarjeta Fronius datamanager 2.0 que nos permite la conexión del inversor a una red de internet inalámbrica para poder consultar los datos en cualquier lugar mediante la interfaz Fronius Solar.web. Gracias a Fronius Solar.web pueden obtenerse los datos actuales y los datos de archivo de una instalación fotovoltaica, sin complejas tareas de configuración.

Además del datamanager 2.0 que ya incluye el inversor, se ha proyectado la instalación de la Fronius Sensor Card que permite la conexión de hasta 6 sensores para medir la temperatura, el viento, la irradiación, etc. La Fronius Sensor Card irá conectada a la tarjeta datamanager permitiendo el acceso a los datos de manera remota.

Asimismo, se podrá conectar un contador al inversor si se quiere tener acceso a los consumos de la instalación interior. De esta manera se podrá comprobar hora a hora la energía autoconsumida o vertida a la red.

Valores monitorizados al instante:

- Potencia de salida (W)
- Potencia reactiva CA (VAr)
- Tensión de red (V)
- Corriente de salida (A)
- Frecuencia de red (Hz)
- Tensión solar (V)
- Corriente solar (A)
- Hora y fecha

Valores históricos:

- Energía suministrada (kWh / MWh)
- Máx. potencia de salida (W)
- Rendimiento (dinero generado)

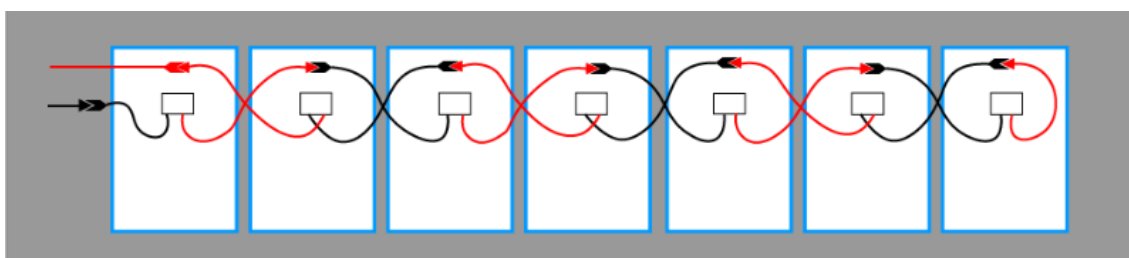
- Máxima tensión de red (V)
- Máx. tensión solar (V)
- Horas de servicio

## 5.Instalación eléctrica CC

La instalación de corriente continua discurre desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor pasando por la caja de protecciones como se ha adelantado en la *Ilustración 19*. La instalación eléctrica circulará sobre la cubierta de la nave industrial hasta alcanzar el interior de la nave donde se instalará el cuadro de protecciones de CC junto al inversor.

La instalación se realizará bajo tubo protector rígido según norma UNE-EN 61386-21:2005, fijado a la superficie mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sujetas de manera sólida. La distancia entre fijaciones será como máximo de 0.5m y se añadirán fijaciones al inicio y fin de cambio de dirección y empalmes, así como a la entrada o salida de cajas en cumplimiento con lo establecido en la ITC-BT-21.

Los strings de paneles se conectarán mediante el método de salto de rana (*Ilustración 32*), de esta manera se consigue que tanto los extremos del polo positivo y el negativo queden a un extremo de la rama consiguiendo un cableado más corto respecto al método de cadena margarita en el cual queda el extremo del polo positivo en un extremo del string y el extremo del polo negativo queda en el lado opuesto del string (*Ilustración 33*)



*Ilustración 32*

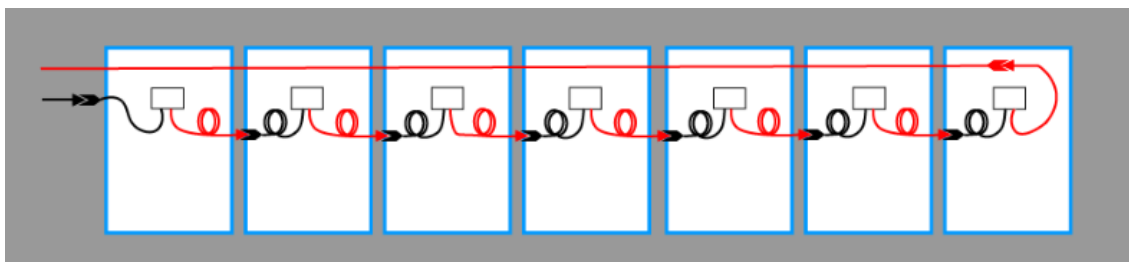


Ilustración 33

El cableado será de cobre con doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie cumpliendo con la norma UNE-21123. Por ello se hará uso de conductores unipolares de cobre con doble aislamiento de polietileno reticulado, tipo XLPE y poliolefina termoplástica libre de halógenos (cable tipo RZ1-K) tratándose ambos de materiales poliméricos termoestables. Todo ello en cumplimiento con lo dispuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

Las protecciones de CC deberán cumplir con el Real Decreto 1699/2011.

La protección contra cortocircuito se realizará con un fusible de 15A/1000V por rama de módulos que servirá para proteger el inversor en caso de una intensidad superior de la de funcionamiento. Los fusibles se instalarán en el cuadro de protecciones de CC mediante un portafusibles.

La protección contra sobrecargas será igualmente cumplida por los fusibles dado que serán de tipo gF.

La protección contra contactos indirectos será mediante la conexión de los polos de las ramas de manera flotante, es decir aislados de tierra. Esta medida garantiza la protección total en caso de un primer contacto indirecto (*Ilustración 34*).

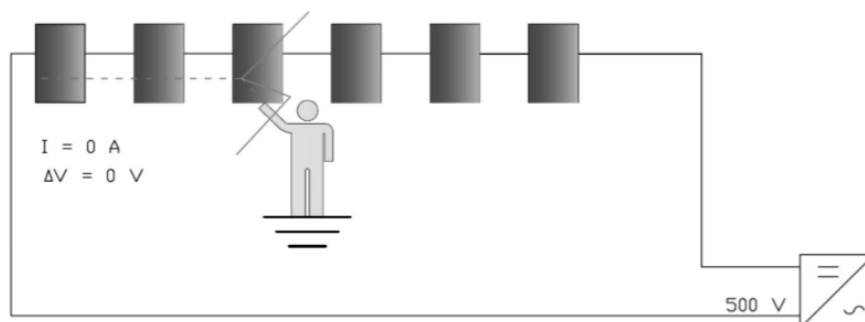


Ilustración 34

La protección contra sobretensiones transitorias por descargas atmosféricas será realizada por el propio inversor Fronius Symo. Éste equipa una protección contra sobretensiones de tipo 2.

## 6.Instalación eléctrica CA

La instalación de corriente alterna discurre desde el inversor hasta el cuadro general de mando y protección donde se conecta a la red interior de la nave industrial, pasando por la caja de protecciones como se muestra en la *Ilustración 19*. El cableado discurrirá desde la primera planta donde se encuentra el inversor, pasando por la caja de protecciones que se instalará en uno de los laterales del inversor, hasta llegar al cuadro general de mando y protección.

El cableado usado para esta línea de corriente alterna será del tipo RZ1 -K libre de halógenos.

Esta instalación discurrirá exclusivamente por el interior de la nave industrial bajo tubo protector rígido según norma UNE-EN 50086-2-1, fijado a la superficie mediante abrazaderas protegidas contra la corrosión y sujetas de manera sólida. La distancia entre fijaciones será como máximo de 0.5m y se añadirán fijaciones al inicio y fin de cambio de dirección y empalmes, así como a la entrada o salida de cajas en cumplimiento con lo establecido en la ITC-BT-21.

Las protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas serán llevadas a cabo por un interruptor magnetotérmico tetrapolar de 25A. Este mismo magnetotérmico incluirá un

interruptor diferencial integrado tipo A de 30mA cumpliendo asimismo con las protecciones contra contactos directos e indirectos que pueda haber en la instalación de CA.

El propio inversor consta de protecciones CA para sobretensiones de tipo 2.

## **7.Puesta a tierra**

La puesta a tierra se realizará siguiendo la siguiente normativa aplicable:

- REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto.

El RD1699/2011 establece que la puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Para ello, la instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones. Además, las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Para la instalación proyectada la separación galvánica será proporcionada por el inversor que separará el circuito de CC del circuito de CA.

El campo generador no estará conectado a tierra, actuará en modo flotante como se ha explicado en el apartado anterior. En cambio, para evitar los contactos indirectos las masas del campo generador (es decir, todos sus elementos metálicos) estarán conectados a una tierra independiente del neutro de la empresa.

Asimismo, la instalación de CA estará conectada a tierra para el correcto funcionamiento de las protecciones contra sobretensiones y el interruptor diferencial.



El electrodo de puesta a tierra estará dimensionado para que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V al encontrarse el campo generador instalado a la intemperie.

Los elementos usados para la puesta a tierra serán apropiados para que las uniones queden sólidas y que no se produzcan pérdidas en la resistencia mecánica y eléctrica por el efecto de la corrosión galvánica.

La profundidad de enterramiento de las tomas de tierra debe ser superiores a 0,50 m. Esta distancia se medirá desde la parte superior del electrodo hasta la superficie.

La toma de tierra deberá ser obligatoriamente comprobada por el Director de la Obra o Instalador Autorizado en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento. Además, se deberá realizar la revisión de la misma por personal competente de manera anual. Para tal efecto se dispondrá de una caja de registro que dará acceso a la toma de tierra para la medición de la resistencia óhmica.

#### **g. Energía producida por la instalación fotovoltaica y ratio de autoconsumo**

El campo generador de 45 paneles tendrá una potencia nominal de 15.300kW que generarán en un año promedio 24.782kWh. Por otra parte, la empresa realiza un consumo de 44.021kWh al año. En cambio, de los 24.782kWh generados no serán autoconsumidos 9.146 kWh, que serán vertidos a la red. Con lo cual la ratio de autoconsumo o grado de aprovechamiento será de 63,1%. Este dato lo podemos obtener gracias a la superposición de la curva de generación con la curva de consumos de manera horaria como se puede observar en las gráficas mensuales al final de este apartado. Prestando atención a los gráficos se puede ver como la bajada de consumo energético de la empresa en las horas centrales del día afecta negativamente a esta ratio.

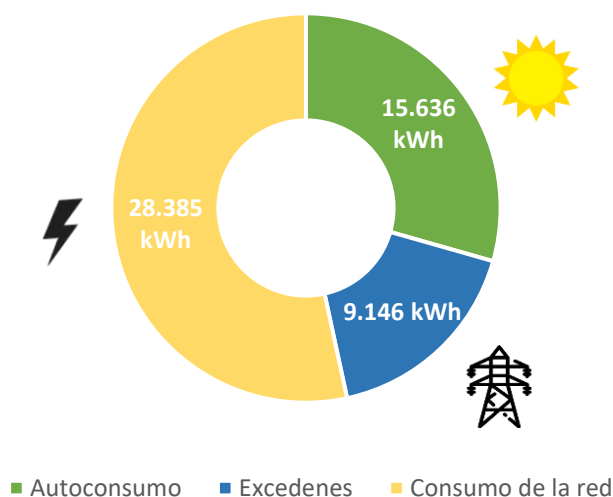


Ilustración 35

Podemos observar en la *Ilustración 36* como con la instalación del campo generador fotovoltaico la empresa reducirá de 44.021kWh a 28.385kWh su consumo de energía de la red. Es decir, reducirá su consumo de la red eléctrica un 35.5%

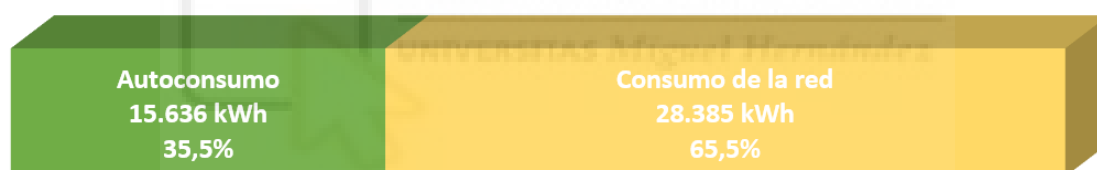
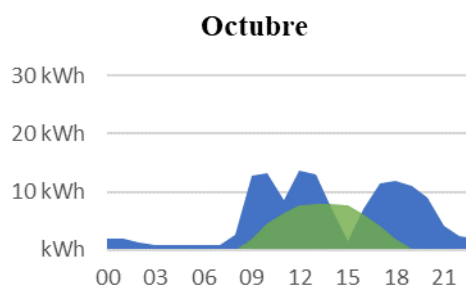
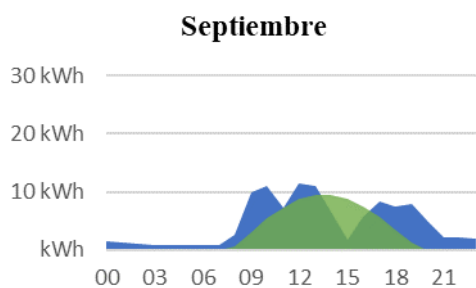
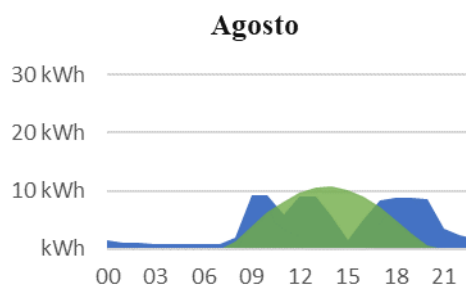
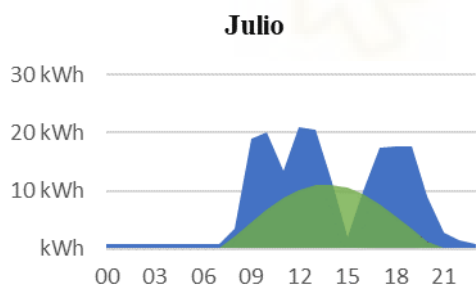
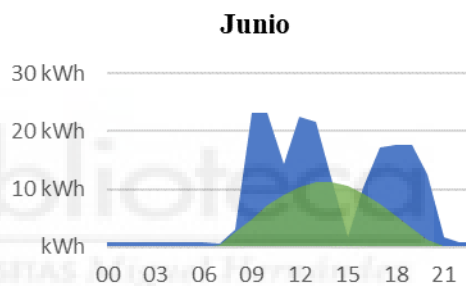
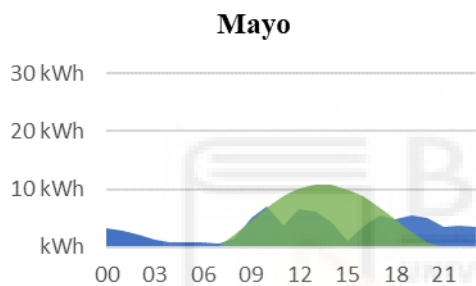
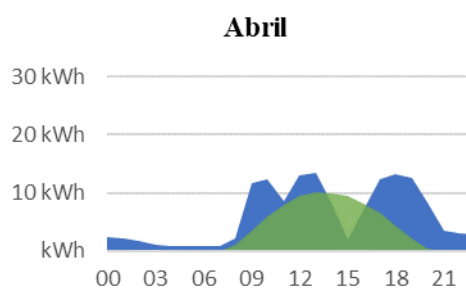
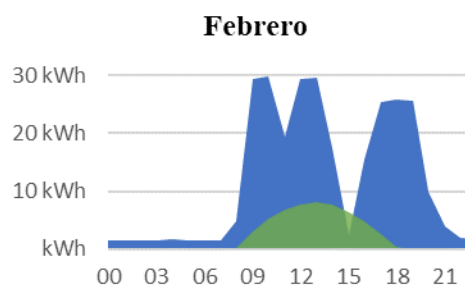
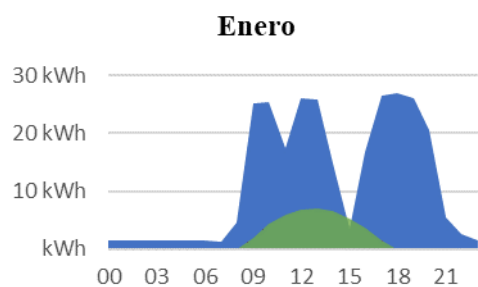
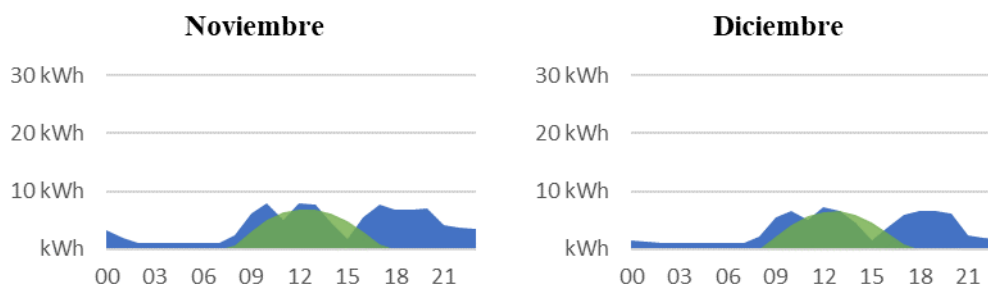


Ilustración 36

Por otra parte, el vertido a la red de 37.9% de la energía generada (9.146 kWh) es debido a la necesidad de simultaneidad entre generación y consumo al carecer de sistemas de almacenamiento de energía. Es por ello que el análisis de los consumos de la instalación se ha hecho de manera horaria para poder estimar con mayor grado de precisión el número de placas a instalar. En cualquier caso, dependerá de los responsables de la empresa la mejora de la ratio de aprovechamiento tratando de mover la mayor parte posible de su actividad/consumo a las horas centrales del día o su empeoramiento por un mayor uso de energía en horas de baja luminosidad.

En las gráficas inferiores se muestra la curva de generación del día promedio de ese mes (verde) sobre la curva de consumos del día promedio para un día laborable (azul) y para cada mes del año.

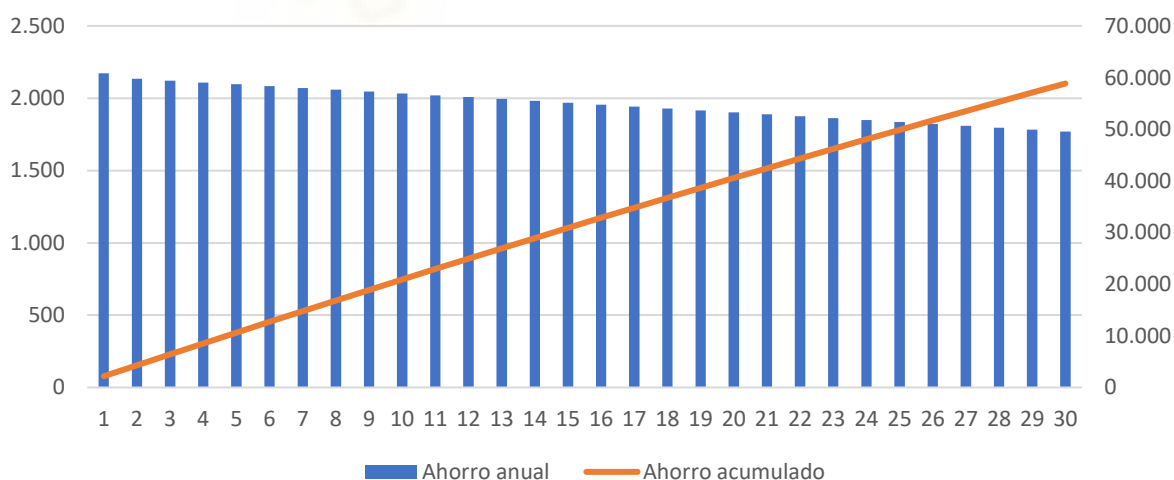




#### h. Justificación económica.

Una vez establecido que la empresa reducirá de 44.021kWh a 28.385kWh su consumo de energía de la red, se puede concluir que su ahorro energético o consumo de energía autoproducida es de 15.636kWh.

Analizando de manera horaria el grado de autoconsumo o excedentes obtenemos el valor simulado de la factura eléctrica mensual con la instalación solar proyectada en funcionamiento y comprándolo con el valor actual se obtiene el ahorro anual. Durante el primer año el ahorro será de 2.172€ e irá descendiendo año a año acorde con el desgaste de los paneles (*Ilustración 37*).



*Ilustración 37*

El presupuesto de ejecución es de 16.177'93€ como se puede observar en la *Tabla 8* y el retorno completo de la inversión se alcanzaría en el año 8 si se mantuviera la demanda de energía de la empresa dentro de la media actual (*Ilustración 38*). El tiempo de retorno de

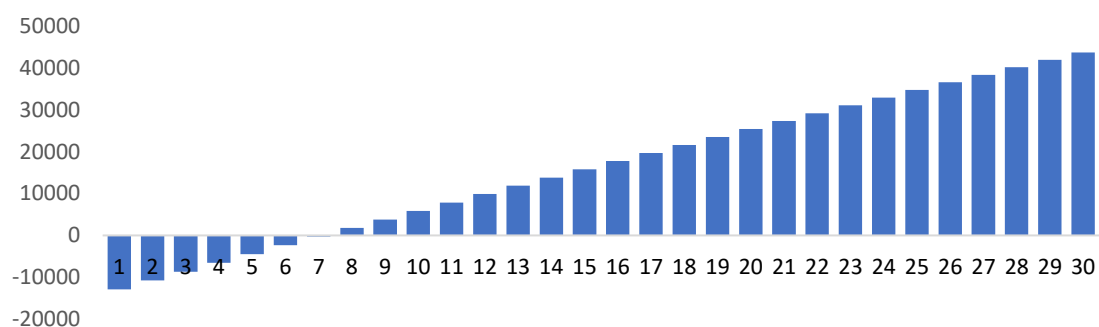
la inversión podría disminuir fácilmente tanto por con aumento del consumo eléctrico por parte de la empresa como por un aumento del precio del kWh en el mercado.

Presupuesto	Cantidad	Total (€)
<b>Paneles fotovoltaicos e inversores</b>		<b>11.000,00 €</b>
Módulo solar fotovoltaico JKM340PP72 de 340 Wp	45,00	6.750,00 €
Inversor Fronius Symo 12.5-3-M 12,5Kw	1,00	2.900,00 €
Estructura de aluminio KH915 para 15 paneles sobre cubierta inclinada	3,00	1.350,00 €
<b>Cuadros eléctricos</b>		<b>1.200,00 €</b>
Cuadro de protección para la entrada de corriente continua	1,00	200,00 €
Cuadro de protección para la salida de corriente alterna	1,00	1.000,00 €
<b>Líneas y bandejas de distribución</b>		<b>2.637,50 €</b>
Línea eléctrica.RZ1-k 0,6/1 KV 1 x 4 mm <sup>2</sup>	400,00	2.102,50 €
Línea eléctrica RZ1-K 0,6/1KV 4x(1x10) mm <sup>2</sup> + T	50,00	535,00 €
<b>Instalación de puesta a tierra ISF</b>		<b>240,43 €</b>
Conductor CU desnudo 35 mm <sup>2</sup>	3,00	8,43 €
Toma de tierra con pica de acero de 2m Ø14,6	2,00	32,00 €
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,00	70,00 €
Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,00	130,00 €
<b>Trámites proyecto</b>		<b>1.100,00 €</b>
Proyecto y dirección técnica de la instalación	1,00	1.000,00 €
	<b>Total</b>	<b>16.177,93 €</b>

Tabla 8

Como se ha mencionado en el análisis de la demanda la empresa realiza casi toda su actividad durante las horas centrales del día, coincidiendo así con las horas de generación de energía solar. En cambio, existe una parada para comer de dos horas en el horario de máxima generación, por lo tanto, queda a disposición de la empresa maximizar el aprovechamiento de la generación de energía solar evitando paradas de la línea productiva en las horas de máxima generación. De esta manera los datos aquí presentados podrían mejorarse aún más adoptando otro tipo de medidas que quedan fuera del alcance de este proyecto.

## Retorno



*Ilustración 38*

Finalmente, teniendo en cuenta el presupuesto de ejecución, la inversión en la instalación proyectada tendrá una TIR del 12.62% y un VAN de 2.411'57€ a 30 años cumpliendo los requisitos establecidos por la empresa.



## II. ANEXOS A LA MEMORIA

### a. Anexo I: Cálculos

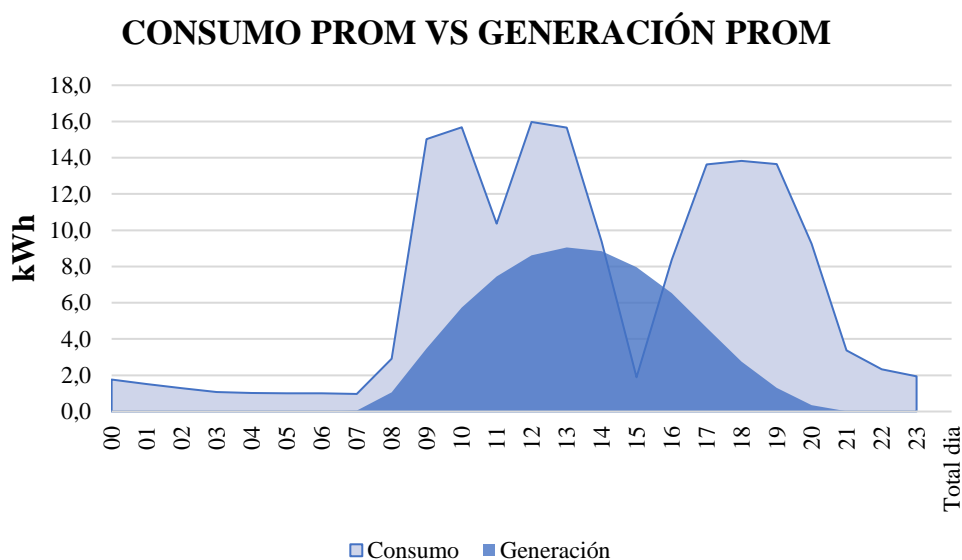
#### 1. Dimensionamiento de la instalación

La instalación solar fotovoltaica proyectada debe ser adecuada para la empresa a la cual va a dar servicio. Para ello ha de dimensionarse acorde a unos objetivos que podrían ser por ejemplo ecológicos, la empresa quiere trabajar únicamente con energía renovable producida en sus propias instalaciones o económicos, por los cuales se busca la máxima rentabilidad de la inversión buscando un proyecto que maximice los beneficios por cada € invertido. Podrían existir otros criterios para el dimensionamiento como por ejemplo el uso completo de la cubierta disponible o un presupuesto económico máximo.

Para el caso que nos aplica nos regiremos por el criterio de maximización de la inversión, por el cual se busca obtener el máximo rendimiento económico para la empresa que realiza la inversión.

La electricidad generada por la instalación proyectada no tiene como objetivo su venta en el mercado si no el uso por parte del propio cliente. Por lo tanto, el flujo de caja que genere la instalación será por los ahorros generados en la factura eléctrica, es decir, la instalación no generará dinero debido a la venta de energía si no que reducirá los gastos en la factura eléctrica. Para poder realizar el análisis del ahorro en la factura eléctrica debemos establecer qué tipo de tarifa que tienen contratada en la empresa. En este caso, la empresa dispone de una tarifa 3.0A como se ha explicado previamente en el apartado *Análisis de la demanda de energía*.

Para realizar un análisis económico completo y exhaustivo deberemos profundizar en la generación de electricidad y compararlo con el consumo energéticos de la empresa de manera horaria. Esto es debido a que como podemos ver en la *Ilustración 39* a pesar de que en un día promedio se generen 63,42 kWh y se consuman 162,9kWh no toda esa electricidad generada es usada en por la industria y deberá ser vertida a la red. Además, al tratarse de una tarifa con discriminación horaria es importante conocer de manera horaria la energía autoconsumida o vertida a la red.



*Ilustración 39*

Una vez explicado que se para realizar el análisis económico se van a usar los datos de generación y consumos eléctricos horarios, resta establecer la metodología para el cálculo de la cantidad de placas solares a instalar. En este caso se ha optado por realizar el mismo cálculo para 36 casos diferentes a la vez para establecer cuál de ellos es el más favorable. Este cálculo es relativamente sencillo usando herramientas de cálculo como Microsoft Excel con el cual repetir un mismo cálculo 36 veces para comparar los resultados es muy sencillo.

Al tratarse del mismo cálculo para los 36 casos, en estas páginas se mostrará la metodología para uno de ellos y finalmente se expondrán los resultados para todos los casos y se establecerá cuál de ellos es el más favorable

El cálculo de la energía eléctrica generada por las placas solares parte de los datos de irradiancia de la *Tabla 1* y temperatura de la *Tabla 2* que han sido obtenidos a través de la herramienta PVGIS (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>) y más concretamente la base de datos PVGIS-SARAH. Esta base de datos ha sido calculada en base a las imágenes tomadas por los satélites METEOSAT para establecer la radiación solar que alcanza la superficie. Este cálculo se realiza analizando la misma imagen, pixel por pixel. para un mismo lugar todos los días durante un mes asumiendo que el pixel más oscuro correspondería a cielo abierto. Se calculan las pérdidas por albedo hora a hora para el resto de días del mes de manera relativa ese día que correspondería al cielo abierto.



Seguidamente, se usan bases de datos a largo plazo para calcular las pérdidas de radiación solar debido a polvo en suspensión, concentración de vapores de agua y ozono. Combinando las pérdidas por albedo y por partículas en suspensión etc. se obtiene la radiación solar que alcanza la superficie terrestre (plano horizontal) por m<sup>2</sup>, es decir, la irradiación para un lugar concreto con ángulo de inclinación  $\beta=0^\circ$ . Además, indicando nuestros ángulos de azimut e inclinación, la propia herramienta transforma los datos de plano horizontal al plano inclinado siguiendo el modelo de T. Muneer (1990).

A partir de los datos de temperatura e irradiancia sobre plano inclinado usaremos las ecuaciones inferiores para el cálculo de la energía eléctrica generada.

$$P_{ca,inv} = P_{cc,inv} * \eta_{inv}$$

*Ecuación 1*

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

*Ecuación 2*

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

*Ecuación 3*

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

*Ecuación 4*

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

*Ecuación 5*

- $P_{ca,inv}$  → Potencia de CA a la salida del inversor
- $\eta_{inv}$  → Rendimiento del inversor.
- $P_{cc,inv}$  → Potencia de CC a la entrada del inversor
- $P_{cc,fov}$  → Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
- $L_{cab}$  → Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
- $E$  → Irradiancia solar, en W/m<sup>2</sup> para el ángulo de inclinación y acimut del panel, medida con la CTE calibrada.
- $g$  → Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/ °C.
- $T_c$  → Temperatura de las células solares, en °C.

- $T_{amb}$  → Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.
- TONC → Temperatura de operación nominal del módulo.
- $P_o$  → Potencia nominal del generador en CEM, en W.
- $R_{to,var}$  → Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
- $L_{tem}$  → Pérdidas medias anuales por temperatura. En la *Ecuación 3* puede sustituirse el término  $[1 - g (T_c - 25)]$  por  $(1 - L_{tem})$ .
- $L_{pol}$  → 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.

Para  $L_{pol}$ ,  $L_{dis}$  y  $L_{ref}$  tomaremos valores medios anuales recomendados en el Pliego de condiciones técnicas del IDAE.

- $L_{pol} = 0.03$
- $L_{dis} = 0.02$
- $L_{ref} = 0.03$

Con estos valores la *Ecuación 5* quedaría como una constante de siguiente manera:

$$R_{to,var} = (1 - 0.03) * (1 - 0.02) * (1 - 0.03)$$

$$R_{to,var} = 0.922$$

El siguiente paso es el cálculo de la temperatura de la célula ( $T_c$ ) en °C con la *Ecuación 4*, para ello se necesita el valor TONC, que es un valor característico de los paneles fotovoltaicos; 45° para el panel proyectado. En cambio, los valores de  $T_{amb}$  (*Tabla 10*) y

$E$  (Tabla 9) varían de manera horaria, con lo cual obtendremos el valor  $T_c$  para cada hora del día obteniendo los 288 valores de la *Tabla 11*.

$$T_c = T_{amb} + (45 - 20) * \frac{E}{800}$$

Hora	$E$ (W/m <sup>2</sup> )												Prom.	
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07	0	0	0	0	10	27	9	0	0	0	0	0	0	4
08	0	19	137	77	156	186	163	102	37	0	43	0	77	77
09	144	211	336	260	347	379	358	300	229	146	227	151	257	257
10	317	380	521	451	534	570	554	499	430	339	366	299	438	438
11	434	511	639	626	699	738	734	676	585	487	478	414	585	585
12	507	592	734	754	825	879	864	824	715	601	525	485	692	692
13	536	620	727	823	898	958	954	912	782	631	526	495	738	738
14	494	584	696	812	904	968	965	932	787	642	470	444	725	725
15	394	486	592	767	832	900	919	872	728	609	358	344	650	650
16	270	356	438	650	724	788	815	759	614	480	221	208	527	527
17	110	195	273	509	555	625	657	600	462	324	67	54	369	369
18	0	34	101	332	382	446	466	404	271	153	0	0	216	216
19	0	0	1	157	204	258	271	211	100	12	0	0	101	101
20	0	0	0	25	58	95	96	50	2	0	0	0	27	27
21	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0	0	1	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 9

Hora	$T_{amb}$ (°C)												Prom.	
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	1	5	8	13	16	21	24	23	19	15	8	5	14	14
01	4	5	8	12	16	20	23	23	19	15	8	4	13	13
02	3	4	7	11	15	19	22	22	18	14	8	4	12	12
03	3	4	7	11	14	19	22	22	18	14	7	3	12	12
04	3	4	6	10	14	18	21	21	18	14	7	3	12	12
05	3	3	6	10	13	18	21	21	17	13	7	3	11	11
06	2	3	5	10	13	18	21	20	17	13	6	3	11	11
07	2	3	5	9	13	18	21	20	16	12	6	2	11	11

08	3	4	7	9	13	18	21	20	16	12	8	3	11
09	4	6	10	12	16	21	23	22	18	14	9	5	13
10	5	7	12	14	19	23	26	25	20	16	11	6	15
11	8	10	14	17	21	26	28	27	23	18	13	8	18
12	10	12	16	18	22	27	29	28	24	20	15	11	19
13	13	14	17	20	24	28	31	30	25	21	17	13	21
14	13	14	18	21	25	29	32	31	27	23	17	13	22
15	14	14	18	21	25	29	32	31	27	23	17	14	22
16	14	15	18	21	25	30	33	32	27	23	17	14	22
17	12	13	17	21	25	30	33	32	28	23	15	12	22
18	10	12	16	20	24	29	32	31	26	22	14	10	20
19	9	10	14	19	23	28	31	30	25	20	12	9	19
20	8	9	13	18	22	27	30	29	24	19	11	8	18
21	7	8	11	17	21	25	28	27	23	18	10	7	17
22	6	7	10	15	19	24	26	26	21	17	10	6	15
23	5	6	9	14	17	22	25	24	20	16	9	5	14

Tabla 10

Hora	T <sub>c</sub> (°C)												Prom.
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00	4,2	5,5	8,4	12,9	16,5	21,0	23,8	23,3	19,5	15,2	8,4	4,6	13,6
01	3,6	4,8	7,6	12,1	15,7	20,2	23,0	22,6	18,9	14,7	8,0	4,0	12,9
02	3,4	4,5	7,1	11,3	14,7	19,2	22,2	22,0	18,4	14,3	7,7	3,7	12,4
03	3,2	4,2	6,7	10,8	14,2	18,7	21,7	21,6	18,0	14,0	7,4	3,5	12,0
04	3,0	3,8	6,3	10,4	13,7	18,1	21,2	21,1	17,5	13,6	7,1	3,2	11,6
05	2,6	3,4	5,8	9,9	13,1	17,6	20,7	20,7	17,1	13,2	6,8	2,9	11,2
06	2,2	3,1	5,3	9,6	13,2	17,8	20,7	20,5	16,7	12,8	6,5	2,6	10,9
07	1,9	2,7	4,9	9,3	13,6	18,8	21,0	20,3	16,2	12,3	6,2	2,3	10,8
08	3,0	4,9	11,5	11,4	18,2	23,9	25,8	23,2	17,0	11,8	9,2	3,5	13,6
09	8,6	12,5	20,1	19,7	26,8	32,5	34,4	31,7	25,2	18,5	16,5	9,4	21,3
10	15,2	19,3	28,3	28,3	35,3	41,0	43,0	40,3	33,8	26,6	22,6	15,3	29,1
11	21,3	25,5	33,8	36,4	43,1	48,8	51,0	48,1	40,9	33,4	27,9	21,2	36,0
12	26,1	30,2	38,5	41,8	48,2	54,4	56,4	54,1	46,3	38,5	31,2	25,8	41,0
13	29,5	33,2	40,0	45,4	51,7	58,0	60,5	58,2	49,8	41,0	33,1	28,4	44,1
14	28,7	32,4	39,3	46,5	53,1	59,5	62,1	60,2	51,4	42,8	31,5	27,2	44,5
15	25,9	29,6	36,4	45,2	51,0	57,6	61,0	58,6	49,8	41,9	28,1	24,4	42,5
16	22,5	25,9	31,8	41,6	47,8	54,3	58,1	55,3	46,5	38,0	24,0	20,4	38,9
17	15,7	19,3	25,3	37,3	42,6	49,4	53,4	50,7	42,1	33,2	17,6	13,8	33,4
18	10,5	12,7	18,7	30,7	36,2	42,9	46,5	43,5	34,8	26,3	13,8	10,3	27,2
19	8,7	10,0	14,2	24,1	29,6	36,1	39,4	36,4	28,2	20,4	12,2	8,5	22,3
20	7,7	8,9	12,8	18,9	24,1	30,1	32,9	30,3	23,9	18,5	11,3	7,6	18,9
21	6,6	7,8	11,3	16,6	20,6	25,6	28,3	27,2	22,6	17,6	10,5	6,7	16,8
22	5,6	6,6	9,9	15,1	19,0	23,6	26,4	25,6	21,3	16,6	9,6	5,8	15,4
23	4,9	6,1	9,2	13,6	17,3	21,9	24,6	24,0	20,1	15,7	9,0	5,2	14,3

Tabla 11

Una vez obtenidos los valores horarios de temperatura de trabajo de los paneles fotovoltaicos se usa la *Ecuación 3* para obtener los valores de potencia en CC a la salida de un panel fotovoltaico. Para el caso que aplica:

- $P_0 \rightarrow 340\text{W}$  Obtenido de la ficha técnica del panel
- $R_{\text{to,var}} \rightarrow 0.922$
- $g \rightarrow 0.4\%$  Obtenido de la ficha técnica del panel
- $T_c \rightarrow$  Valor horario de la temperatura de la célula (*Tabla 11*)
- $E \rightarrow$  Valor horario de irradiancia (*Tabla 9*)

$$P_{\text{cc,fov}} = 340 * 0.922 * [1 - 0.004 * (T_c - 25)] * \frac{E}{1000}$$

Hora	$P_{\text{cc,fov}}$ (W)												Prom.	
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
07	0,0	0,0	0,1	0,0	3,4	8,7	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
08	0,0	6,6	45,3	25,4	50,1	58,6	50,9	32,3	12,0	0,0	14,4	0,0	0,0	24,6
09	48,0	69,4	107,5	83,4	107,9	115,3	107,9	91,6	71,8	46,9	73,4	50,2	0,0	81,1
10	103,3	121,9	161,3	139,5	160,6	167,3	161,2	146,8	130,1	105,5	115,9	97,4	0,0	134,2
11	138,0	159,8	193,5	187,3	203,4	209,4	206,2	192,3	171,8	147,6	148,1	131,8	0,0	174,1
12	158,1	181,8	217,8	220,3	234,6	243,2	236,9	228,3	205,0	178,3	160,5	151,6	0,0	201,4
13	164,8	187,9	214,3	236,9	251,4	260,6	256,6	248,1	220,8	185,2	159,5	153,0	0,0	211,6
14	152,7	177,8	205,6	232,7	251,6	261,5	257,7	251,1	220,7	186,9	143,6	138,0	0,0	206,7
15	123,1	149,6	177,1	221,1	233,7	245,4	246,6	236,6	205,5	178,1	110,8	108,0	0,0	186,3
16	85,5	111,3	133,5	190,3	206,4	218,1	221,8	209,1	176,0	142,8	69,5	66,3	0,0	152,5
17	35,7	62,7	85,3	151,7	161,8	176,8	182,4	168,9	134,9	98,1	21,8	17,5	0,0	108,1
18	0,1	11,3	32,3	101,6	114,3	129,7	133,7	117,3	81,6	47,7	0,0	0,0	0,0	64,1
19	0,0	0,0	0,3	49,5	62,7	77,2	80,0	63,1	30,8	3,9	0,0	0,0	0,0	30,6
20	0,0	0,0	0,0	8,0	18,2	29,1	29,1	15,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 12

Haciendo uso de la *Ecuación 2* obtenemos los valores de potencia a la entrada del inversor. Para el valor de las pérdidas por cableado ( $L_{cab}$ ) usamos una aproximación del 2%.

- $L_{cab} \rightarrow 0.02$
- $P_{cc,fov} \rightarrow$  Potencia a la salida del panel fotovoltaico (*Tabla 12*)

$$P_{cc,inv} = P_{cc,fov} * (1 - 0.02)$$

Hora	$P_{cc,inv}$ (W)													Prom.
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
07	0,0	0,0	0,1	0,0	3,4	8,5	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
08	0,0	6,4	44,4	24,9	49,1	57,4	49,9	31,6	11,7	0,0	14,1	0,0	0,0	24,1
09	47,0	68,0	105,3	81,7	105,8	113,0	105,7	89,7	70,4	46,0	72,0	49,2	49,2	79,5
10	101,2	119,5	158,1	136,7	157,4	163,9	158,0	143,9	127,5	103,4	113,6	95,5	95,5	131,6
11	135,3	156,6	189,6	183,6	199,3	205,2	202,1	188,5	168,4	144,7	145,2	129,2	129,2	170,6
12	155,0	178,2	213,4	215,9	229,9	238,4	232,1	223,7	200,9	174,7	157,3	148,5	148,5	197,3
13	161,5	184,2	210,0	232,2	246,4	255,4	251,5	243,1	216,4	181,5	156,3	150,0	150,0	207,4
14	149,7	174,2	201,5	228,0	246,6	256,3	252,6	246,1	216,3	183,2	140,7	135,3	135,3	202,5
15	120,6	146,6	173,6	216,7	229,1	240,5	241,7	231,9	201,4	174,6	108,6	105,9	105,9	182,6
16	83,8	109,1	130,9	186,5	202,2	213,7	217,3	204,9	172,5	139,9	68,1	65,0	65,0	149,5
17	35,0	61,4	83,6	148,7	158,5	173,2	178,8	165,5	132,2	96,2	21,3	17,2	17,2	106,0
18	0,1	11,1	31,7	99,6	112,0	127,1	131,0	115,0	79,9	46,8	0,0	0,0	0,0	62,8
19	0,0	0,0	0,3	48,5	61,5	75,7	78,4	61,8	30,2	3,8	0,0	0,0	0,0	30,0
20	0,0	0,0	0,0	7,8	17,9	28,5	28,6	14,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	8,2
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 13

Finalmente, usando la *Ecuación 1* se obtiene la potencia a la salida del inversor la cual será la energía que nuestro sistema aporte a la red.

- $\eta_{inv} \rightarrow 97\%$  Rendimiento del inversor según ficha técnica.
- $P_{cc,inv} \rightarrow$  Potencia en CC a la entrada del inversor (*Tabla 13*)

$$P_{ca,inv-1} = P_{cc,inv} * 0.97$$

Hora	$P_{ca,inv}$ (W)												Prom.	
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
07	0,0	0,0	0,1	0,0	3,3	8,3	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
08	0,0	6,2	43,1	24,1	47,7	55,7	48,4	30,7	11,4	0,0	13,7	0,0	0,0	23,4
09	45,6	66,0	102,1	79,3	102,6	109,6	102,6	87,0	68,3	44,6	69,8	47,8	47,8	77,1
10	98,2	115,9	153,3	132,6	152,7	159,0	153,3	139,6	123,7	100,3	110,2	92,6	92,6	127,6
11	131,2	151,9	183,9	178,0	193,3	199,0	196,0	182,8	163,3	140,3	140,8	125,3	125,3	165,5
12	150,3	172,9	207,0	209,5	223,0	231,2	225,2	217,0	194,9	169,5	152,6	144,1	144,1	191,4
13	156,7	178,7	203,7	225,2	239,0	247,7	244,0	235,8	209,9	176,0	151,6	145,5	145,5	201,1
14	145,2	169,0	195,5	221,2	239,2	248,6	245,0	238,7	209,8	177,7	136,5	131,2	131,2	196,5
15	117,0	142,2	168,4	210,2	222,2	233,3	234,4	224,9	195,4	169,3	105,3	102,7	102,7	177,1
16	81,3	105,8	126,9	180,9	196,2	207,3	210,8	198,7	167,3	135,7	66,0	63,0	63,0	145,0
17	33,9	59,6	81,1	144,2	153,8	168,0	173,4	160,5	128,2	93,3	20,7	16,7	16,7	102,8
18	0,1	10,7	30,7	96,6	108,6	123,3	127,1	111,5	77,5	45,4	0,0	0,0	0,0	61,0
19	0,0	0,0	0,3	47,1	59,6	73,4	76,0	59,9	29,3	3,7	0,0	0,0	0,0	29,1
20	0,0	0,0	0,0	7,6	17,3	27,7	27,7	14,4	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 14

Una vez obtenido el valor de potencia a la salida del inversor ( $P_{ca,inv}$ ) para una única placa se puede multiplicar de manera proporcional según el número de paneles. Con este cálculo podremos saber la potencia a la salida del inversor para los 36 casos diferentes calculados. Con objeto de mostrar los cálculos se tomará como referencia para los cálculos una instalación de 25 paneles (*Tabla 15*).

$$P_{ca,inv} = P_{ca,inv-1} * n^{\circ} \text{ paneles}$$

Hora	$P_{ca,inv-25}$ (kWh)												Prom.	
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
08	0,0	0,2	1,1	0,6	1,2	1,4	1,2	0,8	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,6
09	1,1	1,6	2,6	2,0	2,6	2,7	2,6	2,2	1,7	1,1	1,7	1,2	1,2	1,9
10	2,5	2,9	3,8	3,3	3,8	4,0	3,8	3,5	3,1	2,5	2,8	2,3	2,3	3,2
11	3,3	3,8	4,6	4,5	4,8	5,0	4,9	4,6	4,1	3,5	3,5	3,1	3,1	4,1
12	3,8	4,3	5,2	5,2	5,6	5,8	5,6	5,4	4,9	4,2	3,8	3,6	3,6	4,8
13	3,9	4,5	5,1	5,6	6,0	6,2	6,1	5,9	5,2	4,4	3,8	3,6	3,6	5,0
14	3,6	4,2	4,9	5,5	6,0	6,2	6,1	6,0	5,2	4,4	3,4	3,3	3,3	4,9
15	2,9	3,6	4,2	5,3	5,6	5,8	5,9	5,6	4,9	4,2	2,6	2,6	2,6	4,4
16	2,0	2,6	3,2	4,5	4,9	5,2	5,3	5,0	4,2	3,4	1,7	1,6	1,6	3,6
17	0,8	1,5	2,0	3,6	3,8	4,2	4,3	4,0	3,2	2,3	0,5	0,4	0,4	2,6
18	0,0	0,3	0,8	2,4	2,7	3,1	3,2	2,8	1,9	1,1	0,0	0,0	0,0	1,5
19	0,0	0,0	0,0	1,2	1,5	1,8	1,9	1,5	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7
20	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,7	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 15

Conocida la energía eléctrica generada hora a hora, se hace necesario compararlo con el consumo de la instalación para conocer de manera horaria los excedentes o energía autoconsumida. Además, se realizará una diferenciación entre los fines de semana y los días laborables de manera que el análisis sea más preciso y los valores medios no induzcan a mayor incertidumbre en los cálculos.

- $P_{cons}$  → Potencia en CA consumida por la red interior (Tabla 4).
- $P_{ca,inv-25}$  → Potencia en CA a la salida de inversor para 25 paneles fotovoltaicos (Tabla 15).

$$\Delta P_{I-v} = P_{cons} - P_{ca,inv-25}$$



Hora	$\Delta P_{1-v}$ (kWh)												Prom.
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00	1,5	1,6	1,1	2,4	3,3	0,8	0,8	1,5	1,5	2,0	3,3	1,4	1,8
01	1,4	1,6	1,0	2,2	2,8	0,8	0,8	1,2	1,3	2,0	1,9	1,3	1,5
02	1,4	1,6	1,0	1,8	2,2	0,8	0,8	1,0	1,1	1,3	1,1	1,1	1,3
03	1,4	1,6	1,0	1,1	1,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,1
04	1,4	1,6	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
05	1,4	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
06	1,4	1,6	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	1,0
07	1,4	1,6	1,0	0,8	0,6	0,5	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1	1,1	0,9
08	4,6	4,6	2,4	1,7	0,4	1,8	2,2	1,1	2,2	2,6	2,0	2,2	2,3
09	24,0	27,7	20,7	9,7	2,5	20,4	16,4	7,1	8,3	11,7	4,4	4,3	13,1
10	23,0	27,0	18,6	9,0	3,2	19,1	16,3	5,7	8,0	10,6	5,1	4,3	12,5
11	14,1	15,6	11,0	4,2	-1,1	9,5	8,5	1,3	3,2	5,0	1,5	1,9	6,2
12	22,3	25,2	18,6	7,9	0,9	16,8	15,4	3,7	6,5	9,4	4,1	3,6	11,2
13	21,9	25,2	18,4	7,9	0,3	15,4	14,3	3,2	5,7	8,6	3,8	3,0	10,6
14	11,2	13,3	9,5	2,8	-1,5	5,8	6,0	-0,3	1,4	2,9	1,1	1,4	4,5
15	0,5	-1,1	-2,2	-3,2	-4,5	-4,2	-3,9	-4,1	-3,2	-2,7	-0,9	-1,0	-2,5
16	14,7	12,7	7,7	2,6	-1,5	5,2	4,6	0,0	1,4	3,6	3,9	2,0	4,8
17	25,7	24,0	15,4	8,7	1,7	12,9	13,1	4,4	5,1	9,1	7,1	5,5	11,1
18	26,9	25,6	17,2	10,8	2,1	14,5	14,5	6,1	5,6	10,8	6,8	6,6	12,3
19	26,1	25,6	17,6	11,4	4,1	15,8	15,8	7,3	7,1	10,9	6,8	6,6	12,9
20	20,4	10,0	9,6	8,2	4,6	11,9	8,4	8,3	5,0	9,1	7,0	6,1	9,1
21	5,4	3,9	3,1	3,6	3,5	1,7	2,8	3,4	2,1	4,2	4,3	2,4	3,4
22	2,5	2,0	1,4	3,1	3,7	0,9	1,6	2,3	2,2	2,4	3,8	2,0	2,3
23	1,6	1,7	1,1	2,8	3,6	0,9	0,9	1,6	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9

Tabla 16

Hora	$\Delta P_{s-d}$ (kWh)												Prom.
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,7	0,8
01	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8
02	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8
03	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8
04	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8
05	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8
06	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8
07	0,9	0,9	1,0	0,8	0,6	0,4	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8
08	0,9	0,7	-0,3	0,0	-0,6	-0,9	-0,7	-0,2	0,4	0,8	0,3	0,9	0,1
09	-0,4	-1,0	-1,8	-1,4	-2,0	-2,2	-2,0	-1,6	-1,1	-0,5	-1,2	-0,5	-1,3
10	-1,3	-2,1	-3,1	-2,8	-3,3	-3,5	-3,3	-3,0	-2,5	-1,9	-2,2	-1,6	-2,5
11	-2,2	-3,0	-4,0	-3,9	-4,3	-4,5	-4,4	-4,0	-3,5	-2,9	-3,0	-2,4	-3,5
12	-2,9	-3,6	-4,6	-4,7	-5,0	-5,3	-5,1	-4,9	-4,3	-3,6	-3,3	-2,9	-4,2
13	-3,1	-3,7	-4,5	-5,1	-5,5	-5,7	-5,5	-5,4	-4,7	-3,8	-3,3	-2,9	-4,4
14	-3,0	-3,5	-4,3	-5,0	-5,4	-5,7	-5,6	-5,4	-4,7	-3,9	-2,9	-2,6	-4,3
15	-2,4	-2,9	-3,7	-4,7	-5,0	-5,3	-5,3	-5,1	-4,3	-3,5	-2,1	-2,1	-3,9
16	-1,5	-2,0	-2,6	-4,0	-4,4	-4,7	-4,7	-4,4	-3,6	-2,2	-1,1	-1,1	-3,0

17	-0,3	-0,8	-1,5	-3,1	-3,3	-3,7	-3,8	-3,5	-2,6	-1,2	0,0	0,0	-2,0
18	0,5	0,4	-0,2	-1,9	-2,2	-2,6	-2,6	-2,2	-1,4	-0,2	0,5	0,5	-1,0
19	0,6	0,7	0,5	-0,7	-1,0	-1,3	-1,3	-0,9	-0,2	0,7	0,7	0,6	-0,1
20	0,7	0,9	0,7	0,3	0,1	-0,2	-0,1	0,2	0,6	0,7	0,8	0,7	0,4
21	0,7	0,9	0,8	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
22	0,7	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
23	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8

Tabla 17

Con el valor de  $\Delta P$  conocemos de manera horaria si la empresa hará uso de la energía de la red (valores positivos) o venderá los excedentes (valores negativos). Con ello, se tienen todos los valores necesarios de la instalación para comenzar el análisis económico que permitirá conocer en última instancia el dimensionamiento más eficiente para el proyecto.

Durante este análisis económico se continúa diferenciando entre los periodos Lunes-Viernes y Sábado-Domingo. El primer cálculo económico será simular el coste del término de energía en la factura eléctrica de un año modelo haciendo uso de los costes eléctricos proporcionados por la empresa y multiplicándolos por  $\Delta P$ . En el caso de los excedentes hacemos uso de un valor medio de venta recomendado en el mercado actual.

- Punta: 0,116131 €/kWh
- Llano: 0,101059 €/kWh
- Valle: 0,075964 €/kWh
- Excedente: -0.05 €/kWh

$$\Delta P > 0 \rightarrow \text{Coste} = \Delta P * (\text{Punta o Llano o Valle})$$

$$\Delta P < 0 \rightarrow \text{Coste} = \Delta P * \text{Excedente}$$

COSTE l-v (€)													
Hora	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
00	0,11	0,12	0,08	0,18	0,25	0,06	0,06	0,11	0,12	0,15	0,25	0,11	0,13
01	0,11	0,12	0,08	0,17	0,21	0,06	0,06	0,09	0,10	0,15	0,15	0,10	0,12
02	0,11	0,12	0,08	0,14	0,17	0,06	0,06	0,08	0,09	0,10	0,08	0,09	0,10
03	0,11	0,12	0,08	0,09	0,10	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08
04	0,11	0,12	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08
05	0,11	0,12	0,08	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08
06	0,11	0,12	0,08	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08
07	0,11	0,12	0,08	0,06	0,05	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,07

08	0,47	0,47	0,24	0,17	0,04	0,18	0,23	0,12	0,22	0,26	0,20	0,22	0,23
09	2,42	2,80	2,09	0,98	0,25	2,06	1,65	0,72	0,84	1,19	0,45	0,43	1,32
10	2,32	2,73	1,88	0,91	0,32	1,93	1,65	0,58	0,81	1,08	0,51	0,43	1,26
11	1,42	1,58	1,11	0,49	-0,05	1,10	0,99	0,15	0,37	0,58	0,15	0,19	0,67
12	2,25	2,54	1,88	0,91	0,11	1,95	1,79	0,42	0,75	1,09	0,41	0,36	1,21
13	2,21	2,55	1,86	0,91	0,03	1,79	1,67	0,38	0,66	0,99	0,39	0,30	1,14
14	1,14	1,34	0,96	0,32	-0,07	0,67	0,70	-0,01	0,16	0,33	0,12	0,14	0,48
15	0,05	-0,05	-0,10	-0,16	-0,21	-0,20	-0,19	-0,20	-0,16	-0,13	-0,04	-0,05	-0,12
16	1,48	1,28	0,78	0,26	-0,07	0,52	0,46	0,00	0,14	0,37	0,40	0,21	0,49
17	2,59	2,43	1,56	0,87	0,17	1,31	1,32	0,45	0,51	0,92	0,72	0,56	1,12
18	3,13	2,97	2,00	1,09	0,22	1,47	1,46	0,61	0,57	1,09	0,80	0,76	1,35
19	3,03	2,97	2,04	1,16	0,41	1,59	1,60	0,74	0,72	1,10	0,79	0,76	1,41
20	2,37	1,16	1,11	0,83	0,47	1,20	0,85	0,83	0,51	0,92	0,82	0,71	0,98
21	0,63	0,46	0,36	0,36	0,36	0,17	0,28	0,34	0,21	0,43	0,49	0,28	0,36
22	0,26	0,20	0,14	0,31	0,37	0,09	0,16	0,24	0,22	0,24	0,38	0,20	0,24
23	0,16	0,17	0,11	0,28	0,36	0,09	0,09	0,17	0,20	0,21	0,34	0,17	0,20
<b>Total</b>	<b>26,79</b>	<b>26,57</b>	<b>18,66</b>	<b>10,54</b>	<b>3,66</b>	<b>16,40</b>	<b>15,20</b>	<b>6,13</b>	<b>7,35</b>	<b>11,40</b>	<b>7,81</b>	<b>6,41</b>	<b>13,08</b>

Tabla 18

Hora	COSTE s-d (€)												Prom.
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
00	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
01	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
02	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
03	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
04	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
05	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
06	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,03	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
08	0,09	0,07	-0,02	0,00	-0,03	-0,04	-0,03	-0,01	0,04	0,08	0,03	0,09	0,02
09	-0,02	-0,05	-0,09	-0,07	-0,10	-0,11	-0,10	-0,08	-0,05	-0,02	-0,06	-0,02	-0,06
10	-0,06	-0,10	-0,15	-0,13	-0,16	-0,17	-0,16	-0,14	-0,12	-0,09	-0,11	-0,07	-0,12
11	-0,11	-0,15	-0,19	-0,19	-0,21	-0,21	-0,21	-0,19	-0,17	-0,14	-0,14	-0,11	-0,17
12	-0,14	-0,17	-0,22	-0,23	-0,24	-0,25	-0,24	-0,23	-0,21	-0,17	-0,16	-0,14	-0,20
13	-0,15	-0,18	-0,22	-0,24	-0,26	-0,27	-0,27	-0,26	-0,22	-0,18	-0,16	-0,14	-0,21
14	-0,14	-0,17	-0,21	-0,24	-0,26	-0,27	-0,27	-0,26	-0,23	-0,18	-0,14	-0,13	-0,21
15	-0,11	-0,14	-0,18	-0,23	-0,24	-0,26	-0,25	-0,24	-0,21	-0,17	-0,10	-0,10	-0,19
16	-0,07	-0,10	-0,13	-0,19	-0,21	-0,22	-0,23	-0,21	-0,17	-0,11	-0,05	-0,05	-0,15
17	-0,02	-0,04	-0,07	-0,15	-0,16	-0,18	-0,18	-0,17	-0,13	-0,06	0,00	0,00	-0,09
18	0,06	0,04	-0,01	-0,09	-0,10	-0,12	-0,13	-0,11	-0,07	-0,01	0,06	0,05	-0,03
19	0,07	0,08	0,06	-0,03	-0,05	-0,06	-0,06	-0,04	-0,01	0,07	0,08	0,07	0,02
20	0,09	0,10	0,08	0,03	0,01	-0,01	-0,01	0,02	0,06	0,07	0,09	0,08	0,05
21	0,09	0,11	0,09	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06	0,08	0,08	0,09	0,08	0,07
22	0,07	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,06	0,07	0,08	0,09	0,08	0,07	0,07
23	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,08	0,07	0,08
<b>Total</b>	<b>0,23</b>	<b>0,04</b>	<b>-0,52</b>	<b>-1,07</b>	<b>-1,34</b>	<b>-1,58</b>	<b>-1,47</b>	<b>-1,24</b>	<b>-0,74</b>	<b>-0,13</b>	<b>0,08</b>	<b>0,27</b>	<b>-0,62</b>

Tabla 19

Agregando los datos de manera mensual y multiplicándolos por los días del mes se obtienen los siguientes costes mensuales de electricidad.

<b>COSTE MENSUAL 25p (€)</b>			
<b>Mes</b>	<b>L-V</b>	<b>S-D</b>	<b>Total</b>
Enero	616,19	1,81	618,00
Febrero	531,38	0,34	531,72
Marzo	391,79	-5,17	386,62
Abril	231,96	-8,59	223,38
Mayo	84,13	-10,75	73,39
Junio	327,98	-15,77	312,21
Julio	349,58	-11,77	337,82
Agosto	134,78	-11,15	123,63
Septiembre	154,33	-6,70	147,63
Octubre	262,22	-1,07	261,15
Noviembre	163,99	0,70	164,69
Diciembre	140,97	2,44	143,41
<b>Total</b>			<b>3323,63</b>

Tabla 20

El siguiente paso es comparar el coste de la electricidad con las 25 placas con el consumo actual sin ningún tipo de autoconsumo.

<b>AHORRO ANUAL (€)</b>			
<b>Mes</b>	<b>Coste act.</b>	<b>Coste 25p</b>	<b>Ahorro</b>
Enero	685,85	618,00	67,85
Febrero	604,46	531,72	72,74
Marzo	485,41	386,62	98,79
Abril	344,01	223,38	120,64
Mayo	205,47	73,39	132,08
Junio	449,53	312,21	137,32
Julio	484,25	337,82	146,43
Agosto	255,53	123,63	131,90
Septiembre	254,50	147,63	106,87
Octubre	352,27	261,15	91,11
Noviembre	227,91	164,69	63,22
Diciembre	202,63	143,41	59,22
<b>Total</b>			<b>1228,17</b>

Tabla 21

Una vez obtenido el ahorro económico en la factura eléctrica, para poder seguir realizando el análisis económico se hace necesario conocer el coste del proyecto, así como simular

el flujo de caja de la inversión. Al tratarse de una simulación para obtener el coste total del presupuesto del proyecto se usa una aproximación de 1€/Wp instalado. Se trata de un precio algo económico para pequeñas instalaciones, pero algo caro para instalaciones de tamaño mayor. En cuanto al flujo de caja, para que sea lo más aproximado a la realidad se tendrá en cuenta el desgaste de la instalación que para el panel proyectado es de aproximadamente el 0.7% anual según la garantía de 25 años del fabricante JINKO SOLAR. Una vez conocido el desgaste la instalación podremos obtener el flujo de caja simulando la instalación con un 0.7% menor de generación cada año y obteniendo el ahorro económico en la factura.

Como el ahorro anual se ha obtenido para 36 instalaciones de diferentes tamaños se puede obtener una línea de tendencia polinómica de grado 2 con  $R=0.9998$  (Ecuación 7). Es decir, la línea de tendencia se ajusta casi al 100% a los datos. Por tanto, se obtiene de manera muy precisa el ahorro anual de la instalación incluyendo su desgaste únicamente usando la Ecuación 7. Esto es debido a que una instalación de 25 placas en su quinto año de operación ha perdido un 3.5% de su potencia nominal, por tanto, equivale a una instalación de 24 paneles.

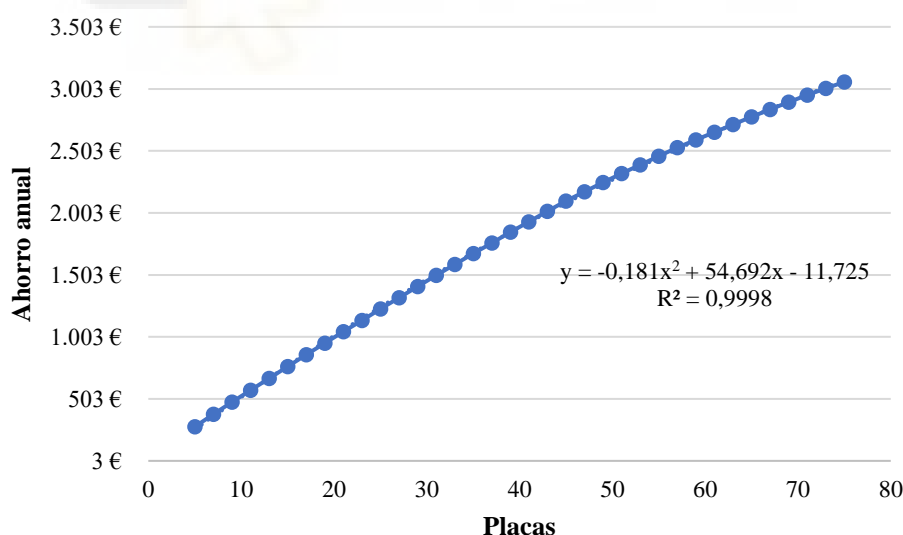


Ilustración 40

$$\text{Coste instalación} = 1 * 340 * n^{\circ} \text{ de paneles}$$

Ecuación 6

$$\text{Flujo de caja} = -0,18x^2 + 54,692x - 11,725$$

Ecuación 7

- $x = \text{Número de paneles} * (1 - 0.007 * \text{Años de la instalación})$

<b>COSTE DE INSTALACIÓN 25p (€)</b>	
25 Paneles	8500

Tabla 22

<b>FLUJO DE CAJA 25p (€)</b>			
Año 1	1228,01	Año 16	1113,23
Año 2	1226,45	Año 17	1105,06
Año 3	1218,43	Año 18	1096,88
Año 4	1210,41	Año 19	1088,68
Año 5	1202,37	Año 20	1080,48
Año 6	1194,32	Año 21	1072,27
Año 7	1186,26	Año 22	1064,04
Año 8	1178,19	Año 23	1055,80
Año 9	1170,11	Año 24	1047,56
Año 10	1162,02	Año 25	1039,30
Año 11	1153,91	Año 26	1031,03
Año 12	1145,80	Año 27	1022,75
Año 13	1137,67	Año 28	1014,45
Año 14	1129,54	Año 29	1006,15
Año 15	1121,39	Año 30	997,84
<b>Total 30 años</b>	<b>33500,39</b>		

Tabla 23

Finalmente, una vez conocido el coste de la instalación, así como el flujo de caja durante los 30 años de previsión de trabajo de la instalación podemos usar herramientas de análisis económico de proyectos como son el TIR y el VAN.

El VAN o Valor Actual Neto es un criterio de inversión que nos indica, a través del análisis del flujo de caja, si se obtendrá beneficios de la inversión descontando un tipo de interés determinado. En el caso de que  $\text{VAN} > 0$  se obtendrán beneficios, si  $\text{VAN} = 0$  no se obtendrán ni beneficios ni pérdidas y si  $\text{VAN} < 0$  la inversión provocará perdidas una vez descontados los intereses.

Para el cálculo del VAN se hace uso de la siguiente fórmula:

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

- $F_t \rightarrow$  Flujo de caja en cada periodo  $t$  (Tabla 23)
- $I_0 \rightarrow$  Inversión inicial (Tabla 22)
- $n \rightarrow$  Número de periodos en el tiempo (30 para el caso calculado)
- $k \rightarrow$  Tipo de interés exigido a la inversión (10% exigido por la empresa)

El TIR o Tasa Interna de Retorno indica el interés o rentabilidad de la inversión de manera relativa, es decir en porcentaje. Este porcentaje permite comparar diferentes inversiones para conocer cual ofrecería un mayor grado de rentabilidad. Además, ayuda a conocer de manera cuantitativa si una inversión ofrecerá rentabilidades mayores, iguales o menores que el coste de oportunidad de la empresa dado que está muy relacionado con el VAN. Por definición el TIR es el valor que hace que el VAN sea igual a 0.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

Para los 36 casos calculados el TIR sería:

TIR (%)			
Placas	TIR	Placas	TIR
5	14,2%	41	12,8%
7	14,2%	43	12,7%
9	14,2%	45	12,6%
11	14,2%	47	12,5%
13	14,1%	49	12,4%
15	14,0%	51	12,3%
17	13,9%	53	12,2%
19	13,8%	55	12,1%
21	13,8%	57	12,0%
23	13,7%	59	11,9%
25	13,6%	61	11,8%
27	13,5%	63	11,7%
29	13,4%	65	11,6%
31	13,3%	67	11,5%

33	13,2%	69	11,4%
35	13,1%	71	11,2%
37	13,0%	73	11,1%
39	12,9%	75	11,0%

Tabla 24

El VAN calculado para los casos de 5 hasta 75 placas sería:

VAN (€)			
Placas	VAN	Placas	VAN
5	512,55	41	3225,93
7	829,92	43	3263,33
9	1062,55	45	3289,50
11	1282,72	47	3298,21
13	1491,61	49	3295,48
15	1689,50	51	3280,19
17	1876,33	53	3252,88
19	2051,56	55	3214,05
21	2214,75	57	3163,59
23	2367,18	59	3096,91
25	2508,51	61	3018,78
27	2638,17	63	2929,18
29	2756,72	65	2828,40
31	2863,78	67	2716,73
33	2959,39	69	2594,26
35	3043,35	71	2456,69
37	3115,87	73	2307,00
39	3176,82	75	2145,63

Tabla 25

Para el proyecto en cuestión el requisito establecido por la empresa es que el TIR sea superior al 10% para realizar la inversión y que, una vez superado ese requisito, se dimensione la instalación atendiendo al número de placas que maximice el VAN.

Analizando los cálculos para la instalación de un campo generador desde 5 hasta 75 placas en iteraciones de 2 placas se puede observar que el TIR (*Tabla 24*) es en todos los casos superior al 10% lo cual valida la inversión en el proyecto. Observando los cálculos del VAN (*Tabla 25*) establecemos que el número de placas que maximiza el VAN es 47 con un VAN de 3.298€.



Por tanto, el campo generador constará de alrededor de 47 paneles fotovoltaicos. En cambio, el número final de paneles instalados dependerá del cálculo del conexionado de los mismo al inversor.

## **2. Conexión de los paneles fotovoltaicos**

Una vez establecido el dimensionado óptimo del campo generador con 47 módulos se hace necesario establecer el conexionado serie-paralelo de los paneles fotovoltaicos para que cumplan los parámetros de entrada del inversor.

Las ramas de módulos en serie reciben el nombre de strings y se debe establecer el número de paneles por string que hace que el campo generador trabaje el máximo tiempo posible dentro del rango MPPT del inversor. Es decir, el rango de voltaje de entrada en el cual el inversor encontrará siempre el punto de máxima potencia y su rendimiento será el máximo posible.

Además, se debe tener en cuenta que en las condiciones de trabajo más extremas nunca se supere ni la intensidad ni el voltaje máximo admisible por el inversor. Para ello se calculará el voltaje e intensidad en sus puntos extremos de trabajo, esto es, en la situación más fría (arranque matutino en invierno) y la situación más calurosa con las temperaturas de trabajo más altas (mediodía en verano).

Atendiendo a los datos de la estación meteorológica perteneciente a la Agencia Estatal de Meteorología más cercana que se encuentra en el Aeropuerto de Elche-Alicante (se encuentra a únicamente 5km de la localización de la nave industrial). La temperatura máxima alcanzada es 41,4°C y la temperatura mínima -3,8°C. Dado que la temperatura mínima nunca es alcanzada cuando ya hay rayos de luz solar incidiendo sobre los paneles, para los cálculos de la temperatura mínima se establece en 0°. Como la célula acumula calor, su temperatura de trabajo será mayor a la temperatura ambiente, por tanto, se establece una temperatura máxima de trabajo de 80° para estar del lado de la seguridad.

Para los cálculos hacemos uso de las siguientes ecuaciones:

$$V_{mp80^{\circ}\text{C}} = V_{mp} * \left(1 - \frac{\Delta t P_{max} * (T - 25)}{100}\right)$$

Ecuación 8

$$V_{ca0^{\circ}\text{C}} = V_{ca} * \left(1 - \frac{\Delta t V_{oc} * (T - 25)}{100}\right)$$

Ecuación 9

- $V_{mp80^{\circ}\text{C}}$  → Voltaje en el punto de máxima potencia con temperatura de trabajo  $0^{\circ}\text{C}$ .
- $V_{mp}$  → Voltaje en el punto de máxima potencia bajo estándar STC (Tabla 5).
- $T$  → Temperatura de trabajo de la célula
- $\Delta t P_{max}$  → Coef. de variación de la potencia máxima con respecto a la temperatura (Tabla 5).
- $V_{ca0^{\circ}\text{C}}$  → Voltaje en circuito abierto con temperatura de trabajo  $0^{\circ}\text{C}$
- $V_{ca}$  → Voltaje en circuito abierto bajo estándar STC (Tabla 5).
- $\Delta t V_{oc}$  → Coef. de variación de del voltaje en circuito abierto con respecto a la temperatura (Tabla 5).

A temperatura de trabajo mínima de  $0^{\circ}\text{C}$

$$V_{ca0^{\circ}\text{C}} = 47.5 * \left(1 - \frac{-0,31*(0-25)}{100}\right) \rightarrow V_{ca0^{\circ}\text{C}} = 51,18\text{V}$$

Como el voltaje máximo de entrada ( $U_{dc\text{máx.}}$ ) en el inversor es 1000V (Tabla 7) se calcula el número máximo de paneles:

$$Pan_{max} = \frac{U_{dc\text{máx.}}}{V_{ca0^{\circ}\text{C}}} \rightarrow Pan_{max} = \frac{1000}{51,18} \rightarrow Pan_{max} = 19,5 \rightarrow \text{Máx. 19 paneles en serie}$$

A temperatura de trabajo máxima de  $80^{\circ}\text{C}$  obtendremos el voltaje más bajo:

$$V_{mp80^{\circ}\text{C}} = 38,2 * \left(1 - \frac{-0,4*(80-25)}{100}\right) \rightarrow V_{mp80^{\circ}\text{C}} = 29,8\text{V}$$

El voltaje mínimo a la entrada del inversor deberá ser mayor que el voltaje mínimo del rango MPPT (*Tabla 7*). Por tanto:

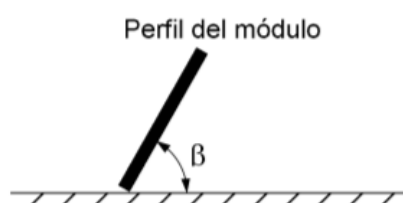
$$Pan_{min} = \frac{320}{V_{mp80^{\circ}C}} \rightarrow Pan_{min} = \frac{320}{29,8} \rightarrow Pan_{min} = 10,73 \rightarrow \text{Mín. 11 paneles en serie}$$

Por lo tanto, con 2 strings superaríamos el máximo de paneles por string se está obligado a usar 3 strings de paneles. Para ello podremos usar 45 o 48 paneles. En nuestro caso se opta por 3 strings de 15 paneles para un total de 45 paneles. Dado que la intensidad máxima de entrada en el MPPT1 del inversor es de 40,5A (*Tabla 7*) 3 Strings en paralelo superarían dicha cifra. Por ende, se conectarán 2 strings en paralelo a la entrada MPPT1 y el tercer string a la entrada MPPT2.

### 3. Pérdidas por orientación e inclinación distinta a las óptimas

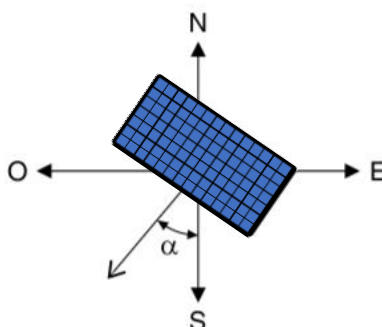
El objetivo de este cálculo es establecer los límites de orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos instalados para que cumplan con las pérdidas máximas por este concepto según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

El ángulo de inclinación  $\beta$  se define como el alguno que forma la superficie de los paneles con el plano horizontal (*Ilustración 41*).



*Ilustración 41*

En ángulo de azimut  $\alpha$  se trata del ángulo que forma la proyección de la perpendicular a la superficie del panel solar sobre el sur solar (*Ilustración 42*).



*Ilustración 42*

Datos de partida:

- Emplazamiento:
  - Latitud ( $\Phi$ ):  $38,29^\circ$
  - Longitud  $-0,62^\circ$
- Inclinación ( $\beta$ ):  $8^\circ$
- Azimut ( $\alpha$ ):  $-29$

Para conocer el rango de inclinación en el cual podremos instalar nuestros paneles fotovoltaicos cumpliendo con el porcentaje máximo de pérdidas que establece el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE del 10% para instalaciones generales haremos uso de la *Ilustración 43*. En ella partiremos de nuestro ángulo de azimut  $-29^\circ$  en la parte exterior de la circunferencia y trazando una línea hacia el centro de la misma circunferencia buscaremos los puntos de corte de la zona que establece unas pérdidas de entre el 90% y 95%.

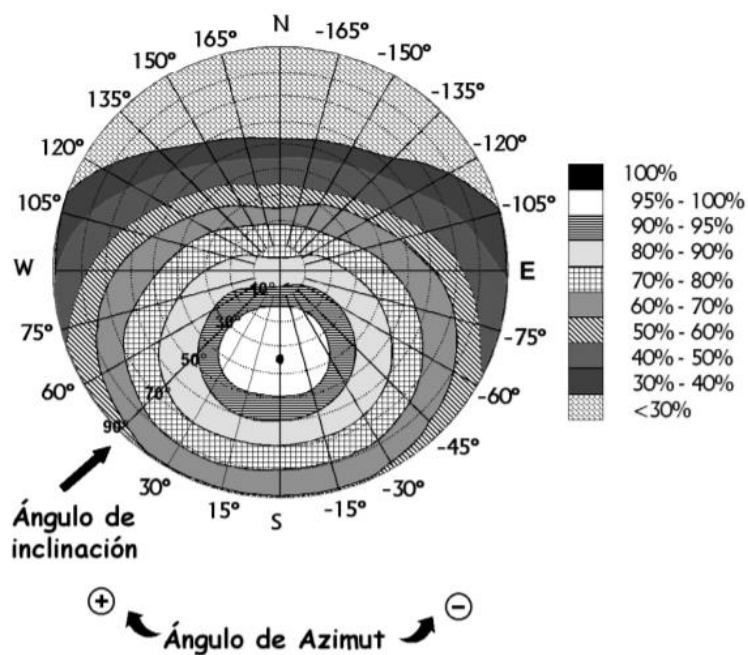


Ilustración 43

Para los datos de partida de la instalación proyectada podemos ver el resultado en la *Ilustración 44*.

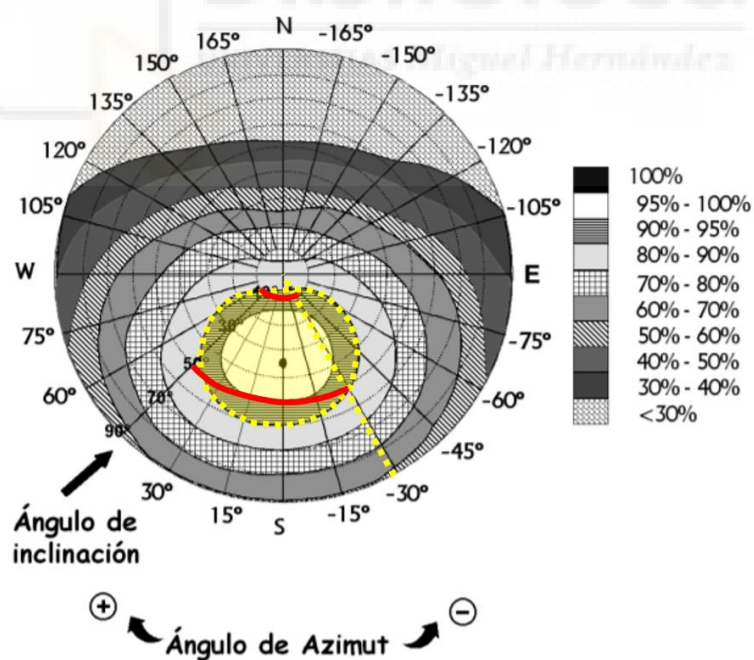


Ilustración 44

La *Ilustración 44* corresponde al caso de latitud  $41^\circ$  por lo tanto una vez obtenido el rango de inclinaciones de  $10^\circ$ - $50^\circ$  para los cuales se tendrán unas pérdidas inferiores al 10% se debe corregir a nuestra latitud de partida haciendo uso de las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación}(\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

Ecuación 10

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación}(\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \rightarrow \text{min.} = 0$$

Ecuación 11

Para el caso de la instalación proyectada:

$$\text{Inclinación máxima} = 50^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 47^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 38^\circ) = 4^\circ$$

Por lo tanto, la inclinación de los paneles deberá ser de entre  $47^\circ$  y  $4^\circ$ . Dado que la instalación ha sido proyectada con una inclinación de  $10^\circ$  se estará cumpliendo con el PCT del IDAE.

#### 4. Cálculo de la sección de los conductores

##### i. Corriente continua

Es este apartado se calcula la sección necesaria para todo el cableado de corriente continua, es decir, el cableado previo a la entrada al inversor.

Para determinar la sección del cableado a utilizar se seguirán dos criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible. Ésta deberá ser la máxima intensidad que pueda proporcionar el generador mayorada un 125% siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 40.
- Criterio de máxima caída de tensión admisible. Según lo establecido en el Pliego de Condiciones técnicas del IDAE la caída de tensión no podrá ser superior al 1,5% desde el campo generador al punto de conexión con la red interior.

El cableado de corriente continua constará de dos partes: una desde los módulos a una caja de series en la que se unirá las dos ramas de 15 paneles paralelo y otra de la caja de

series al inversor. Para la rama de 15 paneles en serie no será necesario pasar por la caja de series y se podrá unir directamente los polos de la rama al inversor.

Como se ha explicado en el apartado *Instalación eléctrica CC* el conexionado en serie entre los paneles se hará aprovechando los cables preinstalados en la caja de conexiones del panel y se conectarán siguiendo el método del salo de rana de manera que los polos positivo y negativo queden en un extremo del string (*Ilustración 32*).

El cableado en CC se distribuyen en los siguientes tramos y las siguientes características:

1. Desde 2 strings de 15 paneles hasta la caja de conexión de series.

a. Cableado máximo 5 metros.

b. Tensión de circuito abierto (*Tabla 5*):

$$V_{oc-15p} = V_{oc} * 15 = 47,5 * 15 = 712,5V$$

c. Intensidad:  $I_{sc} = 9,22A$  (*Tabla 5*)

2. Desde la caja de conexión de series hasta el inversor.

a. Cableado máximo 35 metros

b. Tensión de circuito abierto (*Tabla 5*):

$$V_{oc-15p} = V_{oc} * 15 = 47,5 * 15 = 712,5V$$

c. Intensidad:  $I_{sc} * 2 = 18,44A$  (*Tabla 5*)

3. Desde 1 string de 15 paneles hasta el inversor.

a. Cableado máximo 50 metros.

b. Tensión de circuito abierto (*Tabla 5*):

$$V_{oc-15p} = V_{oc} * 15 = 47,5 * 15 = 712,5V$$

c. Intensidad:  $I_{sc} = 9,22A$  (*Tabla 5*)

Para el cálculo de la caída de tensión se hace uso de la siguiente ecuación:

$$CdT = \frac{2 * L * I}{k * S} \rightarrow S = \frac{2 * L * I}{k * CdT}$$

*Ecuación 12*

- $CdT \rightarrow$  Caída de tensión =  $V * \%$  de caída de tensión

- $L \rightarrow$  Longitud del conductor
- $I \rightarrow$  Intensidad
- $k \rightarrow$  Conductividad del cobre:  $56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$
- $S \rightarrow$  Sección del conductor

Siguiendo el criterio de intensidad máxima admisible el cableado deberá soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito. Para ello se comprueba la intensidad máxima de cortocircuito que deberá soportar el conductor en cada uno de los tramos y se acude a la *Tabla 26; Error! No se encuentra el origen de la referencia.* que expone la intensidad máxima admisible para cada sección comercial del cobre según el método de instalación y los conductores utilizados. La tabla ha sido extraída de la guía técnica de la ITC-BT-19.

Para la instalación proyectada se usará el método de instalación B1 con doble conductor y aislamiento XLPE.

Por tanto, para los 3 tramos de CC planteados, aplicamos la *Ecuación 12* y posteriormente se comprueba en la *Tabla 26* que la intensidad máxima admisible de la sección obtenida en la *Ecuación 12* es mayor a 1,25 veces la intensidad de cortocircuito.

1. 2 Strings a caja de series:

a.  $S = \frac{2 \cdot 5 \cdot 9,22}{56 \cdot 0,01 \cdot 712,5} = 0,23 \text{mm}^2 \rightarrow$  Sección comercial  $1,5 \text{mm}^2$

b.  $I_{max} = I_{sc} \cdot 1,25 = 9,22 \cdot 1,25 = 11,53 \text{A}$

c. La intensidad máxima admisible para  $1,5 \text{mm}^2$  es 20A, en cambio, usaremos un cableado con sección de  $4 \text{mm}^2$  para hacer uso de la misma sección de los cables que vienen preinstalados en el panel.

d. La caída de tensión será:  $CdT = \frac{2 \cdot 5 \cdot 9,22}{56 \cdot 4} = 1,1 \text{V} \rightarrow \frac{1,1}{712,5} \cdot 100 = 0,41\%$

2. Caja de series a inversor:

a.  $S = \frac{2 \cdot 35 \cdot 18,44}{56 \cdot 0,01 \cdot 712,5} = 3,23 \text{mm}^2 \rightarrow$  Sección comercial  $4 \text{mm}^2$

b.  $I_{max} = I_{sc} \cdot 1,25 = 18,44 \cdot 1,25 = 23,05 \text{A}$



c. La intensidad máxima admisible para 4mm<sup>2</sup> es 36A, por tanto, usaremos un cableado con sección de 4mm<sup>2</sup>.

d. La caída de tensión será:  $CdT = \frac{2 \cdot 35 \cdot 18,44}{56 \cdot 4} = 1,1V \rightarrow \frac{5,76}{712,5} * 100 = 0,81\%$

3. 1 String a inversor:

a.  $S = \frac{2 \cdot 50 \cdot 9,22}{56 \cdot 0,01 \cdot 712,5} = 2,3mm^2 \rightarrow$  Sección comercial 2,5mm<sup>2</sup>

b.  $I_{max} = I_{sc} * 1,25 = 9,22 * 1,25 = 11,53A$

c. La intensidad máxima admisible para 1.5mm<sup>2</sup> es 26.5A, en cambio, usaremos un cableado con sección de 4mm<sup>2</sup> para hacer uso de la misma sección de los cables que vienen preinstalados en el panel.

d. La caída de tensión será:  $CdT = \frac{2 \cdot 50 \cdot 9,22}{56 \cdot 2,5} = 1,1V \rightarrow \frac{6,58}{712,5} * 100 = 0,92\%$

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados  
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE				
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.  
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 26

## ii. Corriente alterna

Es este apartado se calcula la sección necesaria para todo el cableado de corriente alterna, es decir, el cableado posterior a la salida del inversor y que llega hasta la red interior.

Para determinar la sección del cableado a utilizar se seguirán dos criterios:

- Criterio de máxima intensidad admisible. Ésta deberá ser la máxima intensidad que pueda proporcionar el generador mayorada a un 125% siguiendo las indicaciones de la ITC-BT 40.
- Criterio de máxima caída de tensión admisible. Según lo establecido en el Pliego de Condiciones técnicas del IDAE la caída de tensión no podrá ser superior al 1,5% desde el campo generador al punto de conexión con la red interior.

El cableado en alterna únicamente constará de un tramo. El tramo circulará desde la salida del inversor la conexión con la red interior. Este tramo posee las siguientes características:

- Cableado máximo 30 metros.
- Tensión de salida del inversor: 400V (*Tabla 7*)
- Intensidad:  $I_{AC-MAX} = 18A$  (*Tabla 7*)

Para el cálculo de la caída de tensión se hace uso de la siguiente ecuación:

$$CdT = \frac{\sqrt{3} * L * I}{k * S} \rightarrow S = \frac{\sqrt{3} * L * I}{k * CdT}$$

*Ecuación 13*

- $CdT \rightarrow$  Caída de tensión = V \* % de caída de tensión
- $L \rightarrow$  Longitud del conductor
- $I \rightarrow$  Intensidad
- $k \rightarrow$  Conductividad del cobre: 56 m/ $\Omega$ mm<sup>2</sup>
- $S \rightarrow$  Sección del conductor

Siguiendo el criterio de intensidad máxima admisible el cableado deberá soportar 1,25 veces la intensidad de máxima de salida del inversor. Para ello se comprueba la intensidad máxima de cortocircuito que deberá soportar el conductor en cada uno de los tramos y se acude a la *Tabla 27* que expone la intensidad máxima admisible para cada sección comercial del cobre según el método de instalación y los conductores utilizados. La tabla ha sido extraída de la guía técnica de la ITC-BT-19.

Para la instalación proyectada se usará el método de instalación B1 con doble conductor y aislamiento XLPE.

Por tanto, para el tramo de CA planteado, aplicamos la *Ecuación 12* y posteriormente se comprueba en la *Tabla 27* que la intensidad máxima admisible de la sección obtenida en la *Ecuación 12* es mayor a 1,25 veces la intensidad de cortocircuito.

Aplicando estos cálculos al tramo de CA obtenemos:

- $S = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 18}{56 \cdot 0.01 \cdot 400} = 4,18 \text{mm}^2 \rightarrow \text{Sección comercial } 6 \text{mm}^2$
- $I_{max} = I_{CA-max} \cdot 1,25 = 18 \cdot 1,25 = 22,5 \text{A}$ .
- La intensidad máxima admisible para  $6 \text{mm}^2$  es 46A, por tanto, usaremos un cableado con sección de  $6 \text{mm}^2$
- La caída de tensión será:  $\rightarrow CdT = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 18}{56 \cdot 6} = 2,78 \text{V} \rightarrow \frac{2,78}{400} \cdot 100 = 0,69\%$ .

Sumando las caídas de tensión de todo el circuito CC + CA el valor superaría por poco el 1,5% por tanto usamos un valor de sección de  $10 \text{mm}^2$  al tratarse de la siguiente sección disponible a nivel comercial.

$$CdT = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 18}{56 \cdot 10} = 1,67 \text{V} \rightarrow \frac{1,67}{400} \cdot 100 = 0,42\%$$

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados  
 Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE	3x XLPE	2x XLPE
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE				
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x XLPE	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.  
 A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 27

## 5. Cálculo de la puesta a tierra

En cumplimiento con lo dispuesto en la ITC-BT-18 siguiendo lo dispuesto el RD 842/2002, el electrodo de puesta a tierra debe dimensionarse para que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24V al encontrarse el campo generador instalado a la intemperie.

Dado que en circuito de CA el interruptor diferencial establece una corriente máxima de defecto de 30mA se puede calcular la resistencia de la puesta a tierra de la siguiente manera:

$$R_t < \frac{V_{\text{contacto}}}{I_{\text{defecto}}} = \frac{24}{0.03} = 800\Omega$$

Sin embargo, la ITC-BT-26 indica que la resistencia obtenida debería ser inferior a  $37\Omega$  para edificios sin pararrayos como es el caso.

Calculamos la cantidad de picas necesarias para la puesta a tierra con la *Ecuación 14*.

$$n = k * \frac{\rho}{R * L}$$

*Ecuación 14*

- $n \rightarrow$  Número de picas
- $k \rightarrow$  Coeficiente D/L siendo D la distancia entre picas y L la longitud de picas.
- $\rho \rightarrow$  Resistividad del terreno. Para nuestro caso al tratarse de un terreno de margas y arcillas compactas la resistividad será de  $150\Omega\text{m}$
- $L \rightarrow$  Longitud de la pica
- $R \rightarrow$  Resistencia de tierra objetivo

Teniendo en cuenta que tomaremos como picas a instalar picas de cobre de 1,5m de largo ( $L = 1,5$ ) y que se pondrán a una distancia entre ellas de 1,5m ( $k = 1$ ) y aplicando estos valores a la *Ecuación 14* se obtiene:

$$n = 1 * \frac{150}{37 * 1.5} = 2,7$$

Por lo tanto, se usarán 3 picas de cobre de 1,5 metros de longitud separadas entre sí 1,5 metros.

## 6. Cálculo de la energía generada por la instalación

La energía generada por el campo un campo generador de 45 placas conectadas a la red a través del inversor se ha calculado haciendo uso de la *Ecuación 1*, *Ecuación 2*, *Ecuación 3*, *Ecuación 4* y *Ecuación 5*. El procedimiento de cálculo ya se ha explicado en el apartado *Dimensionamiento de la instalación* para el caso de una instalación de 25 placas con lo cual no se va a volver a presentar la metodología de cálculo y únicamente se muestran los

resultados de *Ecuación 1* que indican la energía generada a la salida del inversor, es decir, una vez eliminadas las pérdidas.

Hora	Pcainv-45 (kWh)												Total	
	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
08	0,0	0,3	1,9	1,1	2,1	2,5	2,2	1,4	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	12,6
09	2,1	3,0	4,6	3,6	4,6	4,9	4,6	3,9	3,1	2,0	3,1	2,1	2,1	41,6
10	4,4	5,2	6,9	6,0	6,9	7,2	6,9	6,3	5,6	4,5	5,0	4,2	4,2	68,9
11	5,9	6,8	8,3	8,0	8,7	9,0	8,8	8,2	7,3	6,3	6,3	5,6	5,6	89,4
12	6,8	7,8	9,3	9,4	10,0	10,4	10,1	9,8	8,8	7,6	6,9	6,5	6,5	103,4
13	7,1	8,0	9,2	10,1	10,8	11,1	11,0	10,6	9,4	7,9	6,8	6,5	6,5	108,6
14	6,5	7,6	8,8	10,0	10,8	11,2	11,0	10,7	9,4	8,0	6,1	5,9	5,9	106,1
15	5,3	6,4	7,6	9,5	10,0	10,5	10,5	10,1	8,8	7,6	4,7	4,6	4,6	95,6
16	3,7	4,8	5,7	8,1	8,8	9,3	9,5	8,9	7,5	6,1	3,0	2,8	2,8	78,3
17	1,5	2,7	3,7	6,5	6,9	7,6	7,8	7,2	5,8	4,2	0,9	0,8	0,8	55,5
18	0,0	0,5	1,4	4,3	4,9	5,5	5,7	5,0	3,5	2,0	0,0	0,0	0,0	32,9
19	0,0	0,0	0,0	2,1	2,7	3,3	3,4	2,7	1,3	0,2	0,0	0,0	0,0	15,7
20	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	1,2	1,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Tot. diario</b>	<b>43,2</b>	<b>53,1</b>	<b>67,3</b>	<b>79,0</b>	<b>88,1</b>	<b>94,2</b>	<b>93,1</b>	<b>85,6</b>	<b>71,1</b>	<b>56,5</b>	<b>43,5</b>	<b>39,1</b>	<b>39,1</b>	<b>813,8</b>
<b>Tot. mes</b>	<b>1.339</b>	<b>1.485</b>	<b>2.087</b>	<b>2.371</b>	<b>2.732</b>	<b>2.827</b>	<b>2.885</b>	<b>2.653</b>	<b>2.133</b>	<b>1.752</b>	<b>1.306</b>	<b>1.212</b>	<b>1.212</b>	<b>24.782</b>

Tabla 28

## b. Anexo II: Fichas técnicas de los equipos instalados

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



# FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro



/ Tecnología SnapInverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Seguimiento inteligente GMPP



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero



/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

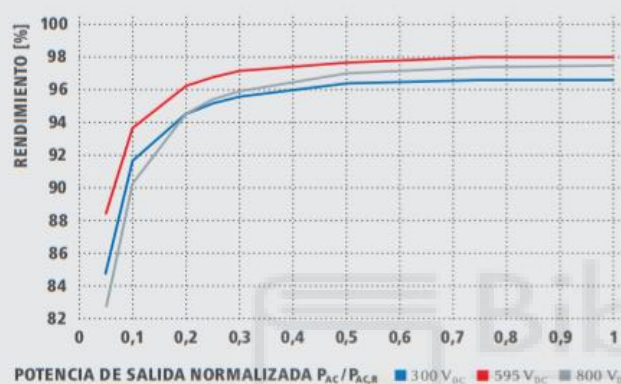
### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}^{20}$ )				16 A / 16 A		
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> ) <sup>1)</sup>				24 A / 24 A		
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ min.}$ )				150 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )				200 V		
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc}$ )				595 V		
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ max.}$ )				1.000 V		
Rango de tensión MPP ( $U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ max.}$ )	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V		150 - 800 V	
Número de seguidores MPP		1			2	
Número de entradas CC		3			2+2	
Máxima salida del generador FV ( $P_{dc\ max.}$ )	6,0kW <sub>pico</sub>	7,4kW <sub>pico</sub>	9,0kW <sub>pico</sub>	6,0kW <sub>pico</sub>	7,4kW <sub>pico</sub>	9,0kW <sub>pico</sub>
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ( $P_{ac}$ )	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ max.}$ )	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20% / -30%)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %					
Factor de potencia ( $\cos\ \phi_{ac}$ )	0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)				645 x 431 x 204 mm		
Peso	16,0 kg			19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	1					
Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>2)</sup>	2 / 3					
Consumo nocturno	< 1 W					
Concepto de inversor	Sin Transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>			4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>3)</sup>		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>3)</sup>		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 <sup>1)</sup> , CEI 0-21 <sup>1)</sup> , NRS 097					

<sup>1)</sup> Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M y 4.5-3-M.

<sup>2)</sup> De acuerdo con IEC 62109-1.

<sup>3)</sup> 16 mm<sup>2</sup> sin necesidad de terminales de conexión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en [www.fronius.es](http://www.fronius.es).

**CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 4.5-3-S**

**REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 4.5-3-S**

**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)**

RENDIMIENTO	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %					
Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )	96,2 %	96,7 %	97,0 %	96,5 %	96,9 %	97,2 %
$\eta$ con 5 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	80,3 / 83,6 / 79,1 %	83,4 / 86,4 / 80,6 %	84,8 / 88,5 / 82,8 %	79,8 / 85,1 / 80,8 %	81,6 / 87,8 / 82,8 %	83,4 / 90,3 / 85,0 %
$\eta$ con 10 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	87,8 / 91,0 / 86,2 %	90,1 / 92,5 / 88,7 %	91,7 / 93,7 / 90,3 %	86,5 / 91,6 / 87,7 %	87,9 / 93,6 / 90,5 %	89,2 / 94,1 / 91,2 %
$\eta$ con 20 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	92,6 / 95,0 / 92,6 %	93,7 / 95,7 / 93,6 %	94,6 / 96,3 / 94,5 %	90,8 / 95,3 / 93,0 %	91,9 / 96,0 / 94,1 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %
$\eta$ con 25 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	93,4 / 95,6 / 93,8 %	94,5 / 96,4 / 94,7 %	95,2 / 96,8 / 95,4 %	91,9 / 96,0 / 94,2 %	92,9 / 96,6 / 95,2 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %
$\eta$ con 30 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	94,0 / 96,3 / 94,5 %	95,0 / 96,7 / 95,4 %	95,6 / 97,2 / 95,9 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %	94,2 / 97,3 / 96,3 %
$\eta$ con 50 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	95,2 / 97,3 / 96,3 %	96,9 / 97,6 / 96,7 %	96,4 / 97,7 / 97,0 %	94,3 / 97,5 / 96,5 %	94,6 / 97,7 / 96,8 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %
$\eta$ con 75 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	95,6 / 97,7 / 97,0 %	96,2 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 98,0 / 97,4 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %	95,0 / 97,9 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %
$\eta$ con 100 % $P_{ac,r}$ <sup>1)</sup>	95,6 / 97,9 / 97,3 %	96,2 / 98,0 / 97,5 %	96,6 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %					

<sup>1)</sup> Y con  $U_{mpp, min.} / U_{dc,r} / U_{mpp, max.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí					
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia					
Seccionador CC	Sí					
Protección contra polaridad inversa	Sí					

INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda					
USB (Conector A) <sup>2)</sup>	Datalogging, actualización de inversores vía USB					
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net					
Salida de aviso <sup>2)</sup>	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)					
Datalogger y Servidor web	Incluido					
Input externo <sup>2)</sup>	Interface SO Meter / Input para la protección contra sobretensión					
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador					

<sup>2)</sup> También disponible en la versión light.



**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)**

DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ max.1} / I_{dc\ max.2}$ )			16 A / 16 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )			24 A / 24 A	
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ min.}$ )			150 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )			200 V	
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc}$ )			595 V	
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ max.}$ )			1.000 V	
Rango de tensión MPP ( $U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ max.}$ )	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP			2	
Número de entradas CC			2 + 2	
Máxima salida del generador FV ( $P_{dc\ max.}$ )	10,0kW pico	12,0kW pico	14,0kW pico	16,4kW pico

DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA ( $P_{ac}$ )	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ max.}$ )	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20% / -30%)		
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3%		
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac}$ )		0,85 - 1 ind. / cap.		

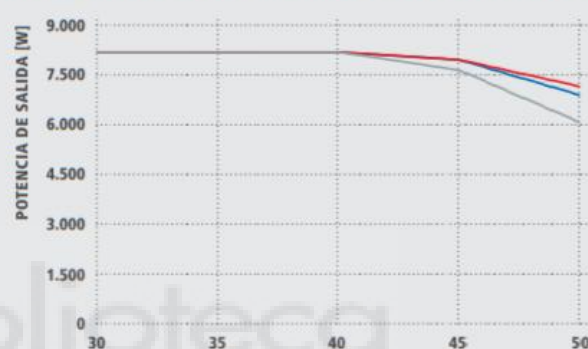
DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección		IP 65		
Clase de protección		1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>1)</sup>		2 / 3		
Consumo nocturno		< 1 W		
Concepto de inversor		Sin Transformador		
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada		
Instalación		Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente		-25 - +60 °C		
Humedad de aire admisible		0 - 100 %		
Máxima altitud		2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC		4 x CC+ y 4 x CC bornes rosados 2,5 - 16mm <sup>2,2)</sup>		
Tecnología de conexión principal		5 polos CA bornes rosados 2,5 - 16mm <sup>2,2)</sup>		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097			

<sup>1)</sup> De acuerdo con IEC 62109-1.

<sup>2)</sup> 16 mm<sup>2</sup> sin necesidad de terminales de conexión.

 Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en [www.fronius.es](http://www.fronius.es).

**CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 8.2-3-M**

**REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 8.2-3-M**

 POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA  $P_{AC}/P_{AC,n}$  ■ 258 V<sub>dc</sub> ■ 595 V<sub>dc</sub> ■ 800 V<sub>dc</sub> TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 258 V<sub>dc</sub> ■ 595 V<sub>dc</sub> ■ 800 V<sub>dc</sub>
**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)**

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %			
Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )	97,3 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %
$\eta$ con 5 % $P_{AC,r}^{(1)}$	84,9 / 91,2 / 85,9 %	87,8 / 92,6 / 87,8 %	88,7 / 93,1 / 89,0 %	89,8 / 93,8 / 90,6 %
$\eta$ con 10 % $P_{AC,r}^{(1)}$	89,9 / 94,6 / 91,7 %	91,3 / 95,6 / 93,0 %	92,0 / 95,9 / 94,7 %	92,8 / 96,1 / 94,5 %
$\eta$ con 20 % $P_{AC,r}^{(1)}$	93,2 / 96,7 / 95,4 %	94,1 / 97,1 / 95,9 %	94,5 / 97,3 / 96,3 %	95,0 / 97,6 / 96,6 %
$\eta$ con 25 % $P_{AC,r}^{(1)}$	93,9 / 97,2 / 96,0 %	94,7 / 97,5 / 96,5 %	95,1 / 97,6 / 96,7 %	95,5 / 97,7 / 97,0 %
$\eta$ con 30 % $P_{AC,r}^{(1)}$	94,5 / 97,4 / 96,5 %	95,1 / 97,7 / 96,8 %	95,4 / 97,7 / 97,0 %	95,8 / 97,8 / 97,2 %
$\eta$ con 50 % $P_{AC,r}^{(1)}$	95,2 / 97,9 / 97,3 %	95,7 / 98,0 / 97,5 %	95,9 / 98,0 / 97,5 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
$\eta$ con 75 % $P_{AC,r}^{(1)}$	95,3 / 98,0 / 97,5 %	95,7 / 98,0 / 97,6 %	95,9 / 98,0 / 97,6 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
$\eta$ con 100 % $P_{AC,r}^{(1)}$	95,2 / 98,0 / 97,6 %	95,7 / 97,9 / 97,6 %	95,8 / 97,9 / 97,5 %	96,0 / 97,8 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %			

<sup>(1)</sup> Y con  $U_{mpptmin} / U_{dc} / U_{mpptmax}$ .

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Medición del aislamiento CC			Sí	
Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Seccionador CC			Sí	
Protección contra polaridad inversa			Sí	

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs digitales y 4 inputs/cut-pouts digitales		Interface receptor del control de onda		
USB (Conector A) <sup>(2)</sup>		Datalogging, actualización de inversores via USB		
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>(2)</sup>		Fronius Solar Net		
Salida de aviso <sup>(2)</sup>		Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)		
Datalogger y Servidor web		Incluido		
Input externo <sup>(2)</sup>		Interface S0-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

<sup>(2)</sup> También disponible en la versión n light.

**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)**

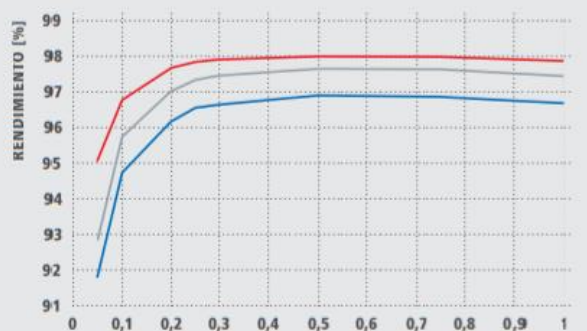
DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ max.1} / I_{dc\ max.2}$ )	27 A / 16,5 A <sup>1)</sup>				33 A / 27 A
Máxima corriente de entrada total utilizada ( $I_{dc\ max.1} + I_{dc\ max.2}$ )	43,5 A				51,0 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP <sub>1</sub> / MPP <sub>2</sub> )	40,5 A / 24,8 A				49,5 A / 40,5 A
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ min.}$ )			200 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )			200 V		
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc}$ )			600 V		
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ max.}$ )			1.000 V		
Rango de tensión-MPP ( $U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ max.}$ )	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			3+3		
Máxima salida del generador FV ( $P_{dc\ max.}$ )	15,0 kW <sub>peak</sub>	18,8 kW <sub>peak</sub>	22,5 kW <sub>peak</sub>	26,3 kW <sub>peak</sub>	30,0 kW <sub>peak</sub>
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ( $P_{ac,r}$ )	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ max.}$ )	14,4 A	13,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20% / -30%)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac,r}$ )	0 - 1 ind. / cap.				
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	I				
Categoría de sobretensión (CC / CA) <sup>2)</sup>	1 + 2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes rosados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes rosados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ÖNORM E 8001-4712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 3-21, NRS 097				

<sup>1)</sup> 14,0 A para tensiones < 420 V

<sup>2)</sup> De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.

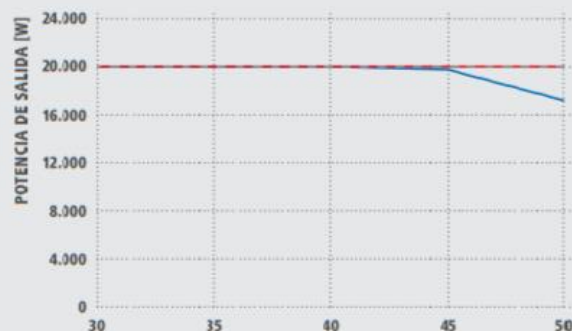
 Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en [www.fronius.es](http://www.fronius.es).

### CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA  $P_{ac}/P_{act}$  ■ 420 V<sub>dc</sub> ■ 600 V<sub>dc</sub> ■ 800 V<sub>dc</sub>

### REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 420 V<sub>dc</sub> ■ 600 V<sub>dc</sub> ■ 800 V<sub>dc</sub>

### DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %			98,1 %	
Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,3 %
$\eta$ con 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
$\eta$ con 10 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,6 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,3 / 95,8 %
$\eta$ con 20 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,3 / 97,1 %
$\eta$ con 25 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
$\eta$ con 30 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
$\eta$ con 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,6 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
$\eta$ con 75 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,6 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
$\eta$ con 100 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,5 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) <sup>2)</sup>	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net				
Salida de aviso <sup>2)</sup>	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo <sup>2)</sup>	Interface SO Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

<sup>1)</sup>Y con  $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ máx.}$  <sup>2)</sup>También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v04 Nov 2014 ES

**Fronius España S.L.U.**  
Parque Empresarial LA CARPETANIA  
Miguel Faraday 2  
28906 Getafe (Madrid)  
España  
Teléfono +34 91 649 60 40  
Fax +34 91 649 60 44  
[pv-sales-spain@fronius.com](mailto:pv-sales-spain@fronius.com)  
[www.fronius.es](http://www.fronius.es)

**Fronius International GmbH**  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
Teléfono +43 7242 241-0  
Fax +43 7242 241-953940  
[pv-sales@fronius.com](mailto:pv-sales@fronius.com)  
[www.fronius.com](http://www.fronius.com)

# Eagle 72P

## 320-340 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008 · ISO 14001:2004 · OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215 · IEC61730 certified products.



(5BB)



### KEY FEATURES



- 

**5 Busbar Solar Cell:**  
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 

**High Power Output:**  
Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.
- 

**PID RESISTANT:**  
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- 

**Low-light Performance:**  
Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 

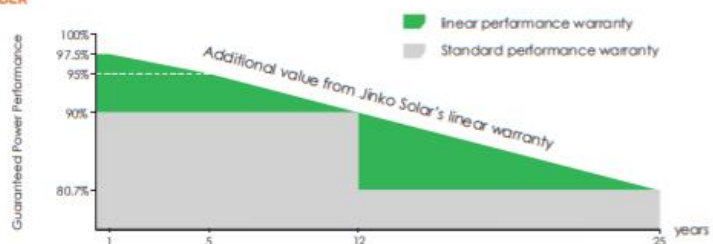
**Severe Weather Resilience:**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 

**Durability against extreme environmental conditions:**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 

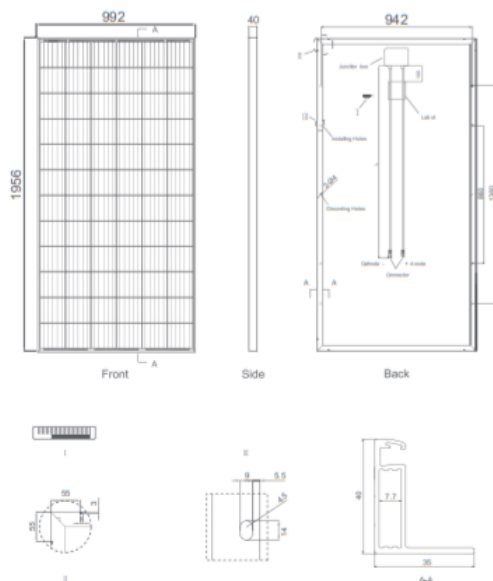
**Temperature Coefficient:**  
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



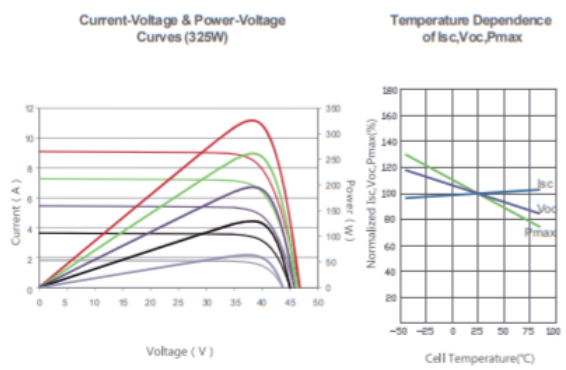
## Engineering Drawings



## Packaging Configuration

( Two pallets= One stack )  
 26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01 x 39.05 x 1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm <sup>2</sup> , Length: 1200mm or Customized Length

# SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

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

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-340PP-72\_rev2017



**PLAZO DE ENTREGA INMEDIATO**

# KH915 Premontado



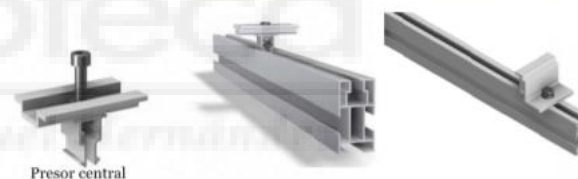
Estructura formada por perfiles RCVE 4.0 y fijación L120



Perfiles completamente mecanizados, embalados y listos para su montaje.

**CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR :**

- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm. de espesor.
- Fácil montaje.



Presor central



Presor lateral



**TODO PREMONTADO**

**Cargas y Características técnicas:**

Peso propio paneles	121 N/m <sup>2</sup>
Sobrecarga de uso	No está prevista ni para mantenimiento
Viento	España 29 m/s Eurocódigo 1 Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
Periodo retorno	10 años
Altura máxima	España 5 m. / Portugal 8 m.
Categoría del terreno	III. Áreas con recubrimiento regular de vegetación o edificios u obstáculos aislados con separación máxima de 20 veces la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblos, terreno suburbano, bosques)
Carga de nieve	Válido para España y Portugal para zona III. 200 N/m <sup>2</sup>

**MATERIALES**

Perfilería de aluminio	EN AW 6005A T6.
Tornillería	Tornillería acero inoxidable A2-70

**Cláusulas:**

- (1) El montador de una instalación fotovoltaica debe garantizar antes del montaje que la cubierta soporta las cargas transmitidas, para su correcta instalación.
- (2) Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- (3) Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- (4) Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- (5) Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Cambio Energético.
- (6) Documentos relacionados:
  - Plano de montaje.
  - Manual de montaje.
  - Reacciones y anclajes.
  - Certificado de garantía.
- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

**Válido para :**

- Chapa simple.
- Chapa sandwich.
- Cubiertas de hormigón.
- Fijación sobre subestructura.

Disponibilidad de tuercas antirrobo.  
Opción de aluminio acabado en crudo y anodizado.

Material 100% reciclable.  
**Cómoda instalación.**  
Garantía: Hasta 25 años\*

\*Ver condiciones especiales de garantía.



**FICHA TÉCNICA**

# SUNFER ENERGY STRUCTURES



## Instalación integrada para cubiertas metálicas

### Integrada 1 columna

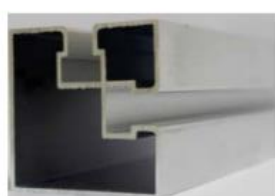
Artículo nº KH915

Soporte diseñado con capacidad para 1 columna de MFV en horizontal con la misma inclinación que la cubierta existente.. (También se puede instalar en 1 fila de MFV en vertical).

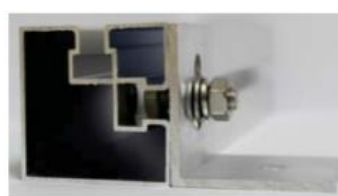
Artículo	Capacidad	Tamaño de módulo	Materiales
KH915 [1x4]	4 Módulos Fotovoltaicos Disponibles de 1 a 20 módulos.	1650x1000x[35,40,45,50] 2000x1000[35,40,45,50]	Aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería Acero Inoxidable



Ángulo fijación a cubiertas metálicas



Guía módulos



Detalle ángulo fijación

#### Montaje:

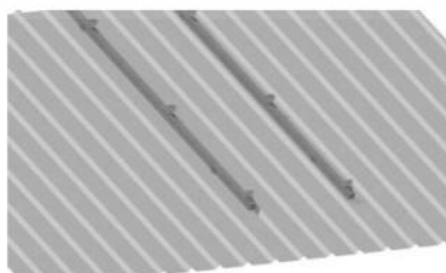
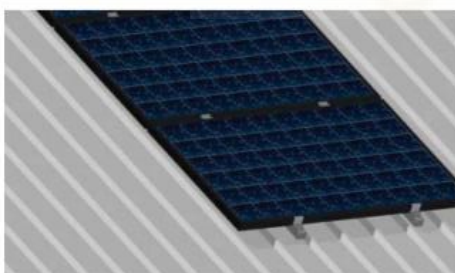
Estructura atornillada, regulable..



Sistema con perfil de unión de guías



Detalle presor lateral e intermedio



Este soporte está disponible en dos versiones:  
KH915 Estándar. Altura libre del módulo 60 mm.  
KH915 Elevado. Altura libre del módulos 130 mm.

#### Condiciones de diseño:

UNE-EN 1991-1-3:2004 Cargas de nieve. 200 N/m<sup>2</sup>

UNE-EN 1991-1-4:2007 Cargas de viento. V<sub>b</sub>: 29 m/s

Consultar la normativa vigente en el punto de instalación.

#### Nota:

Previamente, se tiene que comprobar que la fijación de la chapa a la subestructura y que la capacidad de soporte máxima de la chapa son suficientes. Especialmente, en el caso de elementos sándwich, debido a su escasa capacidad de soporte, por norma general, no se puede realizar la fijación directa a la chapa de cubierta. El grosor mínimo de la chapa trapezoidal de acero es, por norma general, de 0,6 mm.

Se recomienda atornillar el soporte a la subestructura del tejado.



### III. PLIEGO DE CONDICIONES.

El pliego de condiciones de este proyecto ha sido basado íntegramente en el documento: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía en su revisión de julio de 2011 cuya finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución en el territorio español.

#### a. Objeto

Este documento tiene como objeto establecer las condiciones técnicas mínimas que se deben cumplir para una instalación solar fotovoltaica conectada a red. Además, pretende servir de guía para el instalador definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación en beneficio del usuario final para la obtención de unas calidades mínimas.

Además, servirá para establecer un método de valoración de la calidad final de la instalación en base a su rendimiento, producción energética e integración.

El ámbito de aplicación de este documento se extiende a todos los elementos que forman parte de la instalación solar fotovoltaica, es decir, tanto mecánicos como eléctricos y electrónicos.

Cuando la situación lo requiera y por algún suceso no previsto en el presente proyecto se podrán adoptar soluciones distintas a las planteadas en este documento, siempre y cuando la nueva solución esté suficientemente justificada y no implique una disminución de las calidades exigidas. Asimismo, cualquier cambio en el presente proyecto deberá ponerse en conocimiento de la Dirección Técnica de la obra para que pueda ser aprobado.

#### b. Legislación

La legislación aplicable a una instalación solar fotovoltaica y por la cuales se definen las características técnicas y calidad mínimas de los diferentes elementos del proyecto son las siguientes:

- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002 por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT 51.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, y resto de normativa aplicable en materia de prevención de riesgos.
- Manual técnico MT 3.53.01 de Iberdrola, condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-de redes eléctricas inteligentes.
- Reglamento UE 2016/364 de la comisión de 1 de Julio de 2015, relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos

de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) número 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo.

### c. Definiciones

- Radiación solar → Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia → Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.
- Irradiación → Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.
- Instalaciones fotovoltaicas → Aquellas que disponen de paneles fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas → Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- Línea y punto de conexión y medida → La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de la interconexión → Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general → Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico → Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica → Subconjunto de paneles interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor → Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

- Célula solar o fotovoltaica → Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE) → Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los paneles fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico → Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, dispuestas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM) → Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
  - Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
  - Distribución espectral: AM 1,5 G
  - Temperatura de célula: 25 °C
- Potencia pico → Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM
- Temperatura de operación nominal de la célula (TONC) → La temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.
- Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos → Cuando los paneles fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

La colocación de paneles fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad energética y arquitectónica, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

- Revestimiento → Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica

- Cerramiento → Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.
- Elementos de sombreado → Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

#### **d. Elementos de la instalación**

##### **1.Generalidades**

Todas las instalaciones del proyecto deben cumplir con las exigencias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o en su defecto la legislación aplicable previamente mencionada en este documento.

Como base general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) en lo que afecta tanto a equipos instalados, como a materiales auxiliares de la instalación (conductores, cajas y armarios de conexión).

La instalación reunirá todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico tanto a la red interior como a la red de distribución. Igualmente, el funcionamiento de la instalación una vez finalizada no podrá dar lugar a situaciones o condiciones de trabajo peligrosas para el personal encargado del mantenimiento de la red de distribución. El funcionamiento de la instalación tampoco podrá inducir averías ni alteraciones fuera del margen establecidas en la normativa de referencia tanto en la red de distribución como en la red de interior.

Todos los materiales que se encuentren situados en exteriores se protegerán contra los agentes ambientales, con especial atención al efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

El proyecto de la instalación deberá incluir obligatoriamente todas las fichas técnicas de los componentes a instalar. Además, todos estos componentes deberán tener todos sus indicadores, etiquetas, etc. en castellano por motivos de seguridad y operación.

## 2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, los módulos deberán cumplir con las siguientes normativas:

- UNE-EN 61730 sobre la cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50380 sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos
- UNE-EN 61215 Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

Deberán llevar presente de manera muy clara y visible el logotipo o nombre del fabricante, el modelo y número de serie que permita trazar su fecha de fabricación e identificarlo de manera individual.

Los módulos, en cualquiera de los casos, deberán cumplir con las siguientes características:

- Los marcos laterales de los mismos deberán ser de aluminio o acero inoxidable en el caso de que existan. Además, estos marcos laterales deberán estar conectados a tierra.
- Deberán incluir diodos de derivación para evitar daños en las células o los circuitos debido a sombras parciales sobre la superficie del mismo.
- Su grado de protección debe ser IP65.

- Para la aceptación de los módulos se deberá comprobar su máxima potencia y corriente de cortocircuito reales en condiciones estándar deberán estar comprendidas dentro de un  $\pm 3 \%$  de los valores indicados por el fabricante en su ficha técnica.

Será rechazado todo módulo que presente defectos tales como:

- Manchas en cualquiera de sus elementos
- Falta de alineación en las células
- Burbujas en el material encapsulante

Por motivos de seguridad y mantenimiento se instalarán elementos para realizar la desconexión de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del campo generador.

La garantía del fabricante de los módulos deberá tener una duración mínima de 10 años y, además, deberá existir una garantía de rendimiento que dure al menos 25 años.

### **3.Sistema de anclaje**

La estructura de anclaje del módulo a la superficie de la cubierta de la nave industrial deberá incluir todos los accesorios necesarios para su instalación.

La construcción de la estructura, su sistema de fijación de módulos y su propio anclaje a la superficie de la cubierta deberán permitir dilataciones térmicas sin que afecten a la integridad de los módulos.

Los puntos de sujeción del módulo a la estructura serán suficientes teniendo en cuenta la superficie de contacto y su posición relativa evitando que se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante. Asimismo, las sujeciones no podrán arrojar ninguna sombra sobre los módulos.

En cualquier caso, el sistema de anclaje con los módulos ya montados deberá soportar las sobrecargas de viento y nieve de acuerdo con lo establecido en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

En la estructura instalada se deberá tener presente la facilidad de montaje y desmontaje de la misma y de los propios módulos, así como, la necesidad de sustitución de elementos en el futuro.

La estructura deberá estar protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales mediante galvanizado o un tratamiento equivalente.

La tornillería utilizada deberá ser de acero inoxidable o, en caso de tratarse de una estructura galvanizada, podrá usarse tornillería galvanizada, a excepción de la sujeción al módulo que deberá ser de acero inoxidable.

La estructura del sistema de anclaje será galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

#### **4. Inversor**

Se tratará de un inversor adecuado para la conexión a la red de distribución, contará con, al menos, una entrada de potencia variable para que éste sea capaz de extraer la máxima potencia del campo generador en todo momento.

El inversor deberá cumplir con las siguientes normas:

- UNE-EN 62093 → Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683 → Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.



- UNE-EN 62116 → Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.
- UNE-EN 61683 → Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- Las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética. Las cuales han de cumplir incorporando protecciones frente a:
  - Cortocircuitos en alterna.
  - Tensión de red fuera de rango.
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
  - Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Directiva 2014/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética

El inversor ha de incluir como características básicas:

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

Deberá incluir las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará controles automáticos imprescindibles para su optima supervisión y manejo. Además, incorporará un control manual de encendido y apagado general del inversor y un control manual de para la conexión y desconexión del inversor a la red AC.

Las características eléctricas deberán ser:

- Seguirá entregando energía de manera continua a la red en condiciones superiores a las CEM en un 10% y, además, tolerará condiciones superiores a las CEM en un 30% en periodos de 10 segundos.
- Su rendimiento de potencia, es decir, el cociente entre la potencia de entrada y la potencia de salida, para una potencia de salida del 50% de la potencia nominal será del 92% y del 94% para una potencia de salida del 100% de la potencia nominal.
- El autoconsumo del equipo en modo espera, es decir, la energía que consume el propio inversor cuando no se encuentra en operación nunca podrá superar el 2% de la potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada siempre será superior a 0.95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal de salida.
- A partir del 10% de su potencia nominal de salida deberá inyectar en red.

El inversor deberá cumplir, al menos, con un grado de protección mínima de IP30 al encontrarse en el interior de una sala accesible. Además, contará con un rango de operación para temperatura ambiental de 0 °C a 40°C y de 0% al 85% de humedad relativa.

El fabricante de inversores para instalaciones fotovoltaicas ha de proporcionar una garantía de un mínimo de 3 años.

## **5.Cableado**

Todo el cableado deberá ser de doble aislamiento y adecuado para su uso en exteriores en cumplimiento de la norma UNE 21123, cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

Los positivo y negativos de cada rama de módulos deberán ser conducidos de manera separada con la señalización y protección de acuerdo a la normativa vigente.

El material conductor del cableado será el cobre, el cual tendrá la sección óptima para evitar calentamientos y caídas de tensión superiores al 1,5% en cualquier condición de trabajo.

La longitud del cableado deberá ser la suficiente para no crear esfuerzo en los diversos elementos de la instalación que pudieran llevar a su incorrecto funcionamiento o roturas. Además, deberá ser canalizado de manera que se generen los mínimos riesgos posibles para el tránsito de las personas.

## **6. Conexión a red**

La conexión a la red deberá cumplir con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

## **7. Protecciones**

Las protecciones de la instalación generadora deberán cumplir con lo dispuesto en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Y en lo no previsto por éste se deberá acudir a la normativa vigente.

Según el RD 1699/2011 se debe incluir:

- Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Ocasionalmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

- Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases ( $1,15 U_n$  y  $0,85 U_n$ ). En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.
- Para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002

## 8. Puesta a tierra

La puesta a tierra ha de cumplir con lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011.

La puesta a tierra de una instalación conectada a red deberá ejecutarse de manera que no se modifiquen las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, asegurando en todo momento que no se transfieran defectos a la red de distribución.

Deberá existir una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

#### **e. Medidas de seguridad de la instalación solar**

La instalación solar fotovoltaica deberá tener, en cual caso, un sistema de protecciones eléctricas que asegure la desconexión de la instalación en caso de fallos en la red o fallos internos en la propia instalación de manera que se consiga no perturbar el funcionamiento de la red a la que esté conectada.

La instalación solar no podrá verter electricidad a la red interior cuando se esté desconectado de la red general de distribución, es decir, no podrá funcionar en modo isla. La protección anti-isla, normalmente incluida en los inversores, deberá detectar la desconexión de la red de distribución y realizar la desconexión de la instalación solar.

Se deberán de disponer de medios necesarios en la instalación solar para admitir un reenganche a la red de distribución sin que se produzcan daños. Estos no producirán sobretensiones que provoquen daños en otros equipos. De la misma manera, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

#### **f. Recepción y pruebas**

La empresa encargada de la instalación deberá hacer entrega al titular de la instalación un documento-albarán en el que si indique el suministro de todos los materiales, componentes y manuales de uso y mantenimiento de la instalación solar. Esta documentación deberá ser firmada por duplicado por ambas partes reservando una copia para cada uno de ellos.

Tanto el inversor como los módulos deberán haber superado pruebas de funcionamiento en fabrica que deberán adjuntarse con los correspondientes certificados de calidad. Esto deberá haberse verificado antes de la puesta en servicio de la instalación.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

- Pruebas de arranque y paro en cualquiera de los modos de funcionamiento de la instalación.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada según lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Una vez concluidas todas las pruebas anteriores se pasará a la fase de Recepción Provisional de la Instalación. Esta acta será firmada cuando:

- Se haya comprobado que todos los elementos de la instalación han estado funcionando correctamente y sin ningún corte en el suministro durante un periodo de 240 horas.
- Se haga entrega de toda la documentación requerida en la norma UNE-EN 62466 sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero

La empresa instaladora será la responsable de operación de los sistemas suministrados durante esta fase de recepción y pruebas. Asimismo, la empresa instaladora aportará una garantía de 3 años para la instalación en su conjunto excepto en el caso de los módulos fotovoltaicos para los cuales se dará una garantía de 10 años. Ambas comenzarán a contar a partir de la fecha de firma del acta de recepción provisional. Sin embargo, el instalador estará obligado a subsanar fallos de funcionamiento que se produzcan, cuando se aprecie que el origen de los mismos son defectos de diseño, construcción, materiales o montaje, debiendo realizar esta reparación sin coste alguno para el titular de la instalación.

### **g. Mantenimiento**

La instalación deberá disponer en todo momento de un contrato de mantenimiento vigente para todos sus elementos. Este contrato deberá incluir tanto un programa de mantenimiento correctivo como un programa de mantenimiento preventivo de manera que se incluyan la mayor parte de las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación.

El mantenimiento correctivo se basa en realizar todas las operaciones de necesarias para que la instalación vuelva a funcionar correctamente tras una avería. El plan de mantenimiento correctivo deberá incluir:

- Análisis y elaboración de presupuestos de trabajo y reposiciones de material necesarias para la vuelta al correcto funcionamiento de la instalación
- Los costes del mantenimiento correctivo deberán estar incluidos en el precio anual del contrato de mantenimiento, pudiendo no estar incluidos los costes de la mano de obra y las reposiciones necesarias.
- La empresa encargada del mantenimiento deberá acudir en un plazo inferior a 48 horas a la instalación en caso de que la avería conlleve un corte de funcionamiento. En caso contrario se deberá atender la avería en un plazo inferior a 10 días naturales.

El mantenimiento preventivo está destinado a la conservación de las instalaciones mediante revisiones y limpiezas con el objetivo de mantener el correcto funcionamiento y prevenir averías. El plan de mantenimiento incluirá:

- Una periodicidad de revisiones que será como mínimo anual.
- Comprobación del estado de las conexiones de los módulos y su disposición respecto al proyecto original.
- Comprobación del estado del inversor, lámparas de señalización alarmas, conexiones, etc.
- Comprobación del estado de exterior de los cables, terminales, pletinas, uniones...

Cada vez que se realice un servicio de mantenimiento se deberá emitir un informe técnico por parte de la empresa encargada del mantenimiento en el que quede reflejado el estado de las diferentes partes de la instalación y las incidencias tratadas.

Existirá un libro de mantenimiento en el que se registrarán todas las operaciones realizadas junto con la fecha y la identificación del personal que ha realizado la operación.

#### **h. Garantías**

La instalación será reparada en caso de avería cuando su causa sea un defecto de montaje o de cualquiera de sus elementos siempre y cuando la instalación haya sido operada correctamente según lo establecido en los manuales. Todo ello, sin perjuicio de una posible reclamación a un tercero.

La garantía será concedida al titular de la instalación y se emitirá un documento que de certificado de garantía con la misma fecha que el certificado de instalación.

La empresa instaladora garantizará la instalación al completo por un periodo mínimo de 3 años excepto para el caso de los módulos fotovoltaicos para los cuales la garantía mínima será de 10 años.

En el caso de que la instalación interrumpiera su actividad, por algún motivo que concierna a la empresa instaladora, el plazo de la garantía deberá extenderse en un plazo de igual duración a la interrupción.

Esta garantía comprenderá la reparación o reposición de todos aquellos componentes de la instalación que hayan sido defectuosos, así como la mano de obra empleada en esa actividad. Se incluirá también todos los gastos de desplazamiento, transportes o cualquier tipo de gasto asociado a la reparación o sustitución de un elemento de la instalación durante la vigencia de la garantía.

El instalador deberá atender una reparación de garantía en un plazo máximo de dos semanas. Este plazo nunca incluirá el posible plazo de suministro del material necesario



para tratar la avería. En caso de que el instalador incumpla este plazo, el titular podrá realizar las reparaciones necesarias por su cuenta. Asimismo, esta reparación no será susceptible de una reclamación por daños perjuicios por parte de la empresa instaladora.

La garantía podrá quedar anulada por parte de la empresa instaladora en caso de que se verifique que la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas a la empresa instaladora o autorizadas por la misma. Exceptuando el caso mencionado en el párrafo anterior.

El titular de la instalación tendrá la obligación de notificar a la empresa instaladora cualquier defecto que encontrase en algunos de los elementos instalados. Igualmente, la empresa instaladora deberá notificar al fabricante de dicho elemento el problema encontrado.

Todas las averías deberán atenderse en la ubicación de la instalación exceptuado el caso en el que alguno de los componentes averiados no pueda ser reparado in situ. En este caso, dicho componente deberá ser llevado a un taller oficial designado por el fabricante del mismo a cargo de la empresa instaladora.

#### IV. PRESUPUESTO

Código	Nat	Ud.	Resumen	Cantidad	Unit. (€)	Total (€)
1001	Capítulo		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	1	15.077,93 €	15.077,93 €
23.01	Capítulo		Paneles fotovoltaicos e inversores	1,00	11.000,00 €	11.000,00 €
DISF0001	Partida	u	<b>Panel solar fotovoltaico JKM340PP72 de 340 Wp</b> Ud. Panel solar fotovoltaico de silicio policristalino marca JINKO SOLAR modelo JKM340PP72 de 340 Wp o equivalente aprobado por la d.f. de características eléctricas:  Potencia: 340 Wp Corriente en el punto de máxima potencia (imp): 8,91 A Tensión en el punto de máxima potencia (vmp): 38,2 V Corriente en cortocircuito (isc): 9,22 A Tensión de circuito abierto (voc): 47,5 V Dimensiones (mm): 1.956x992x40 (mm) Máxima tensión del sistema 1000v Peso (kg): 26,5  Resto de características del catálogo del fabricante. Con caja conexión sellada, marco universal, cables con conectores rápidos multicontact, incluso p.p. de bridas, aislamientos, piezas especiales, juntas, conexiones hidráulicas, eléctricas y de control, ayudas de albañilería, limpieza de materiales sobrantes, transportes, elevaciones y replanteos. todo ello instalado, verificaciones, ensayos, conexiones, enclavamientos, controles, pruebas, certificados, homologaciones, etc. puesta en marcha y funcionando. Medida la unidad instalada, regulada y comprobado su correcto funcionamiento.	45,00	150,00 €	6.750,00 €

DISF0002	Partida u	<p><b>Inversor Fronius Symo 12.5-3-M 12,5Kw</b></p> <p>Inversor CC/CA marca FRONIUS modelo Symo 12.5-3-M de 12.500 w o equivalente aprobado por la d.f. de características técnicas:</p> <p>potencia nominal: 12.500 w          potencia pico de entrada: 18.800 wp          seguidores MPP: 2          rango de tensión MPP: 320 - 800 V / 320 - 800 V          intensidad máxima de entrada: 27 A / 16,5 A          tensión de entrada: 200-600 vcc          tensión de salida: 230 vca trifásica          frecuencia salida: 50 hz          rendimiento europeo: 97,6%</p> <p>Resto de características según catálogo técnico del fabricante. con refrigeración de aire regulado. con p.p. de bridas, soportes, antivibratorios, piezas especiales, juntas, tornillería, conexiones eléctricas de fuerza, maniobra y control, conexiones e hidráulicas y accesorios, incluyendo montaje, ayudas de albañilería, limpieza de materiales sobrantes, transportes, elevaciones y replanteos. todo ello instalado, verificaciones, ensayos, conexiones, enclavamientos, controles, pruebas, certificados, homologaciones, etc., puesta en marcha y funcionando. medida la unidad colocada, ensayada y comprobado su correcto funcionamiento.</p>	1,00	2.900,00 €	2.900,00 €
DISF0025	Partida u	<p><b>Estructura de aluminio KH915 para 15 módulos sobre cubierta inclinada</b></p>	3,00	450,00 €	1.350,00 €

Suministro e instalación de estructura de aluminio para 15 módulos de fácil instalación sobre cubierta inclinada tipo sándwich. Válido para módulos desde 35 a 50 mm de grosor. Material de la estructura Aluminio EN AW 6005A T6. Tornillería de acero inoxidable A2-70. Sistema de fijación de módulos mediante grapas intermedias y finales. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado.

**23.01**

1,00 11.000,00 € 11.000,00 €

**23.03** **Capítulo** **Cuadros eléctricos** 1,00 1.200,00 € 1.200,00 €

**DISF0013** **Partida** **u** **Cuadro de protección para la entrada de corriente continua** 1,00 200,00 € 200,00 €

Cuadro de protección de continua, para protección y distribución de la parte de continua de la instalación fotovoltaica. Con 3 entradas para 3 grupos de paneles de 15 paneles cada una de 15 A y dos salidas de 50 A para entrada al inversor. Con portafusibles y fusibles de 15 A, desconector para protección contra sobre tensiones de origen atmosférico (varistor) de 1000 v. a, ejecutados según sistema modular, incluso cableado, pequeño material, bornas, pletinas, accesorios, etc., incluso posibles modificaciones, ampliaciones o adecuaciones que se consideren necesarios en el cuadro y en sus elementos constitutivos, para que la unidad de obra quede totalmente terminada y en perfecto funcionamiento.

**DISF0014** **Partida** **u** **Cuadro de protección para la salida de corriente alterna** 1,00 1.000,00 € 1.000,00 €

Cuadro de protección de alterna. para protección y distribución de la parte de alterna de la instalación fotovoltaica. Con 1 entrada correspondientes al inversor con interruptor magnetotérmico tetrapolar con poder de corte de 25A y protección diferencial de 25A con sensibilidad de 30ma y rearme automático, para línea de salida a embarrado del cuadro general del edificio de 4 x 1 x 10 mm<sup>2</sup>+ T. Ejecutado según sistema modular, incluso cableado, pequeño material, bornas, pletinas, accesorios, etc., incluso posibles modificaciones, ampliaciones o adecuaciones que se consideren necesarios en el cuadro y en sus elementos constitutivos, para que la unidad de obra quede totalmente terminada y en perfecto funcionamiento.

			<b>23.03</b>	1,00	1.200,00 €	1.200,00 €
<b>23.04</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Líneas y bandejas de distribución</b>	<b>1,00</b>	<b>2.637,50 €</b>	<b>2.637,50 €</b>
<b>DISF0012</b>	<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>Línea eléctrica.RZ1-k 0,6/1 KV 1 x 4 mm<sup>2</sup></b> ml. línea eléctrica "CU" RZ1-k 0,6/1 KV de 1x4mm <sup>2</sup> , tipo afumex x cero halógenos según UNE-21123, incluso bandeja PVC o canal y su instalación. incluso p.p. de cajas de registro estancas, accesorios, manguitos, grapas, terminales, etc. según recorridos indicados en planos y esquemas habiendo comprobando la medición exacta. todo ello instalado, verificaciones, ensayos, pruebas según plan de control de calidad y redacción de informe de los resultados obtenidos, ayudas de albañilería, etc., y funcionando.	<b>400,00</b>	<b>5,25 €</b>	<b>2.102,50 €</b>
<b>EIEL.2zK</b>	<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>Línea eléctrica RZ1-K 0,6/1KV 4x(1x10) mm<sup>2</sup> + T</b>	<b>50,00</b>	<b>10,70 €</b>	<b>535,00 €</b>

Línea eléctrica trifásica constituida por cable de Cu flexible tipo UNE RZ1-K-0,6/1 Kv de 4x(1x10) mm<sup>2</sup> + T. No propagador de la llama y libre de halógenos, con un nivel de aislamiento de 1000V, canalizado en bandeja o tubo.

DE LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS:

Norma constructiva: UNE 21123-4

Temperatura de servicio (instalación fija): -40°C, +90°C

Tensión nominal de servicio: 0,6/1 kV

Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3.500 V

Ensayos de fuego:

No propagación de la llama: UNE EN 50265-2-1 ; IEC 60332-1 ; NFC 32070-C2

No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4 ; UNE 20427 ; IEC 60332-3 ;

IEEE 383 ; NFC 32070-C1

Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1

Reducida emisión de gases tóxicos: NES 713 ; NFC 20454 ; It =1,5

Baja emisión de humos opacos: UNE EN 50268 ; IEC 61034 - 1,2

Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3 ; IEC 60754-2 ; NFC

20453 ; BS

6425-2 ; pH =4,3 ; C =10 ÷ S/mm

#### CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico.

Flexibilidad: clase 5, según UNE 21022.

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio continuo, 250°C en cortocircuito, según norma UNE 21123.

#### AISLAMIENTO

Aislados con mezcla especial a base de poliolefinas, tipo DIX3.

#### CUBIERTA

De mezcla especial termoplástica, cero halógenos, tipo Z1, color verde, con franja de color.

Incluso p.p. de grapas, cajas de registro estancas, accesorios, manguitos, bridas,

terminales, etc. según recorridos indicados en planos y esquemas. Incluso accesorios de fijación, terminales, tornillos. Incluso mano de obra, replanteos, limpieza previa, y ayudas de albañilería que se precisen, así como la utilización de herramientas y medios auxiliares que se precisen, manipulación, retirada de material sobrante y limpieza posterior etc. Habiendo comprobando la medición exacta. Todo ello instalado, con verificaciones, ensayos, pruebas según plan de control de calidad y redacción de informe de los resultados obtenidos, ayudas de albañilería, etc. Medida la unidad instalada, terminada, conexas y en perfectas condiciones de funcionamiento.

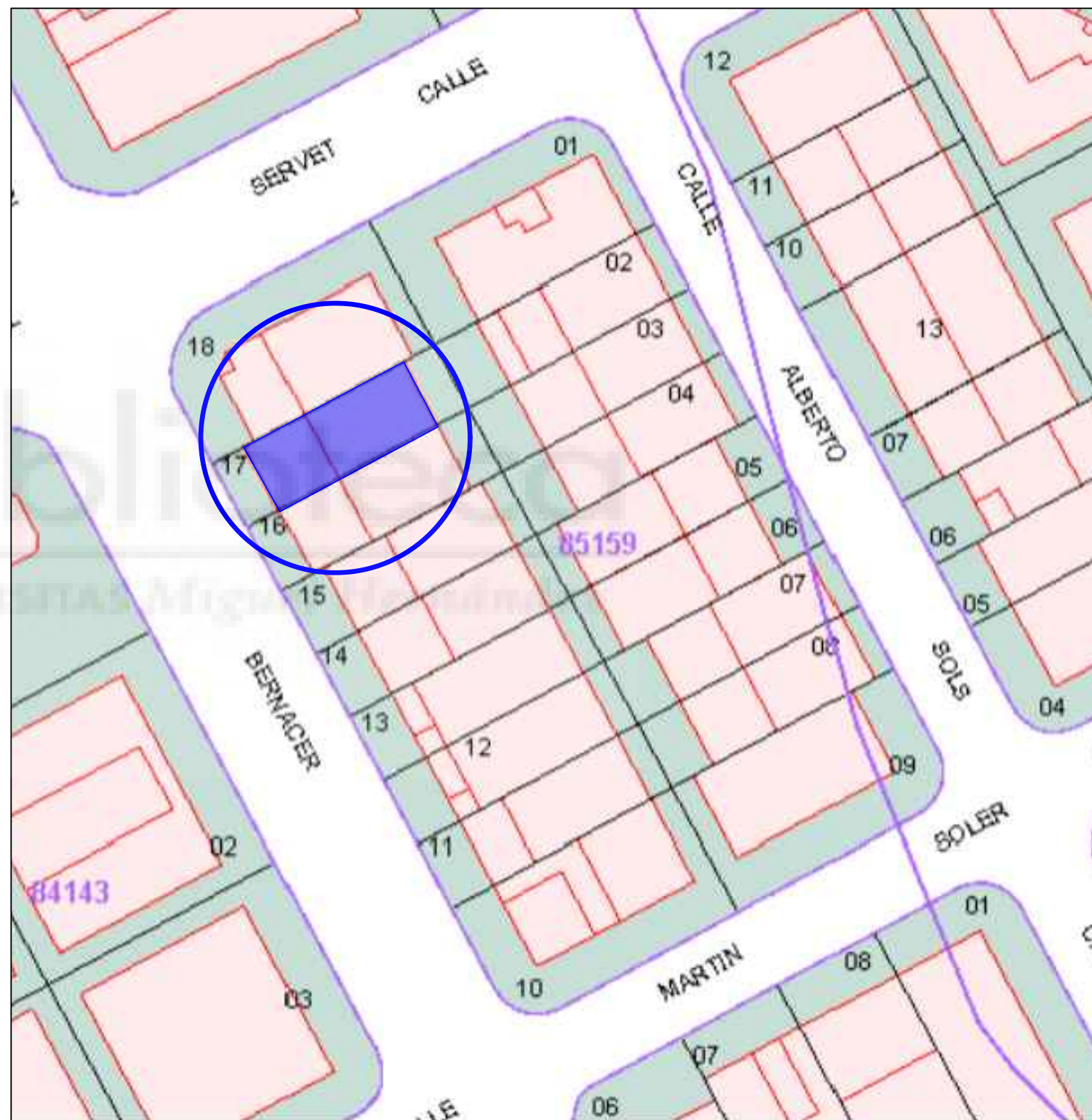
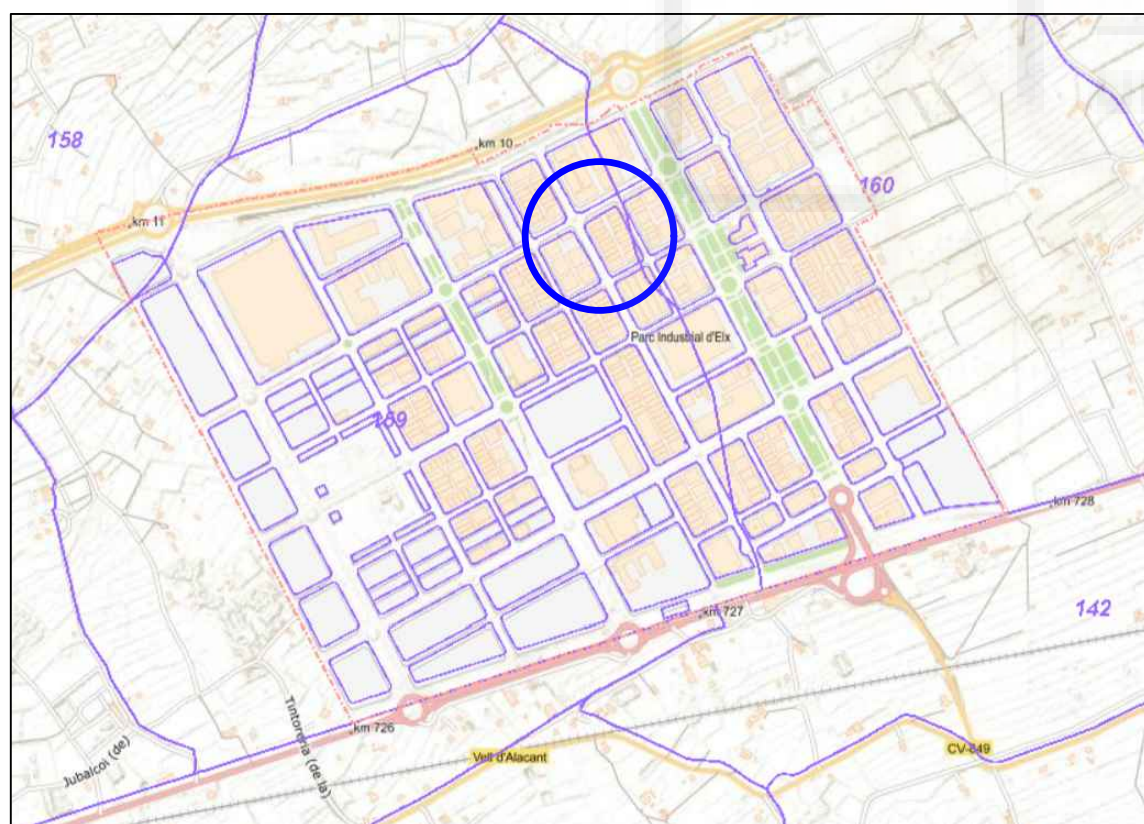
			<b>23.04</b>	1,00	2.637,50 €	2.637,50 €
<b>23.05</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Instalación de puesta a tierra ISF</b>	<b>1,00</b>	<b>240,43 €</b>	<b>240,43 €</b>
<b>DEB08006</b>	<b>Partida</b>	<b>m</b>	<b>Conductor CU desnudo 35 mm<sup>2</sup></b> Conductor de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> de sección, en formación red de tierras, incluso parte proporcional de soldaduras aluminotérmica tipo KLK de unión a ferralla de la estructura y entre conductores, con moldes apropiados, accesorios, grapas, conexiones, etc. todo ello instalado, verificaciones, ensayos, pruebas, etc. y funcionando	<b>3,00</b>	<b>2,81 €</b>	<b>8,43 €</b>
<b>DEB08002</b>	<b>Partida</b>	<b>u</b>	<b>Toma de tierra con pica de acero de 2m Ø14,6</b> Toma de tierra formada por pica de acero cobreado molecularmente de 2 m. de longitud y 14,6 mm de diámetro, con parte proporcional de soldadura aluminotérmica tipo KLK, incluso accesorios, grapas, etc., todo ello instalado, verificaciones, ensayos, pruebas, etc. y funcionando	<b>2,00</b>	<b>16,00 €</b>	<b>32,00 €</b>
<b>DEB08007</b>	<b>Partida</b>	<b>u</b>	<b>Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.</b> Caja mediciones de tierra, formada por caja de doble aislamiento tipo plexo de 15x100 mm, con seccionador aemsa modelo sat, cuchilla de cobre y base de policarbonato, completamente instalada, comprobada y funcionando.	<b>1,00</b>	<b>70,00 €</b>	<b>70,00 €</b>

DEB08018	Partida	u	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro. Arqueta para toma de tierra, con tapa de registro y 4 salidas laterales, fabricadas en polipropileno incluso excavación, relleno y conexiones; construida según REBT. Medida la cantidad ejecutada.	1,00	130,00 €	130,00 €
			23.05	1,00	240,43 €	240,43 €
23.06	Capítulo		Trámites proyecto	1,00	1.100,00 €	1.100,00 €
TRA08006	Partida	u	Proyecto y dirección técnica de la instalación Proyecto de instalación, certificado de dirección técnica para puesta en marcha, certificado de instalación, inspección inicial por OCA (Organismo de Control Acreditado) trámites para la legalización ante la delegación correspondiente, trámites de conexión con Iberdrola Distribución.	1,00	1.000,00 €	1.000,00 €
TRA08002	Partida	u	Legalización según RD 244/2019 Legalización de la instalación fotovoltaica de autoconsumo según lo establecido en el RD 244/2019	1,00	100,00 €	100,00 €
			23.06	1,00	1.100,00 €	1.100,00 €
<b>Total</b>				<b>1</b>	<b>16.177,93 €</b>	<b>16.177,93 €</b>



## V. PLANOS





PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



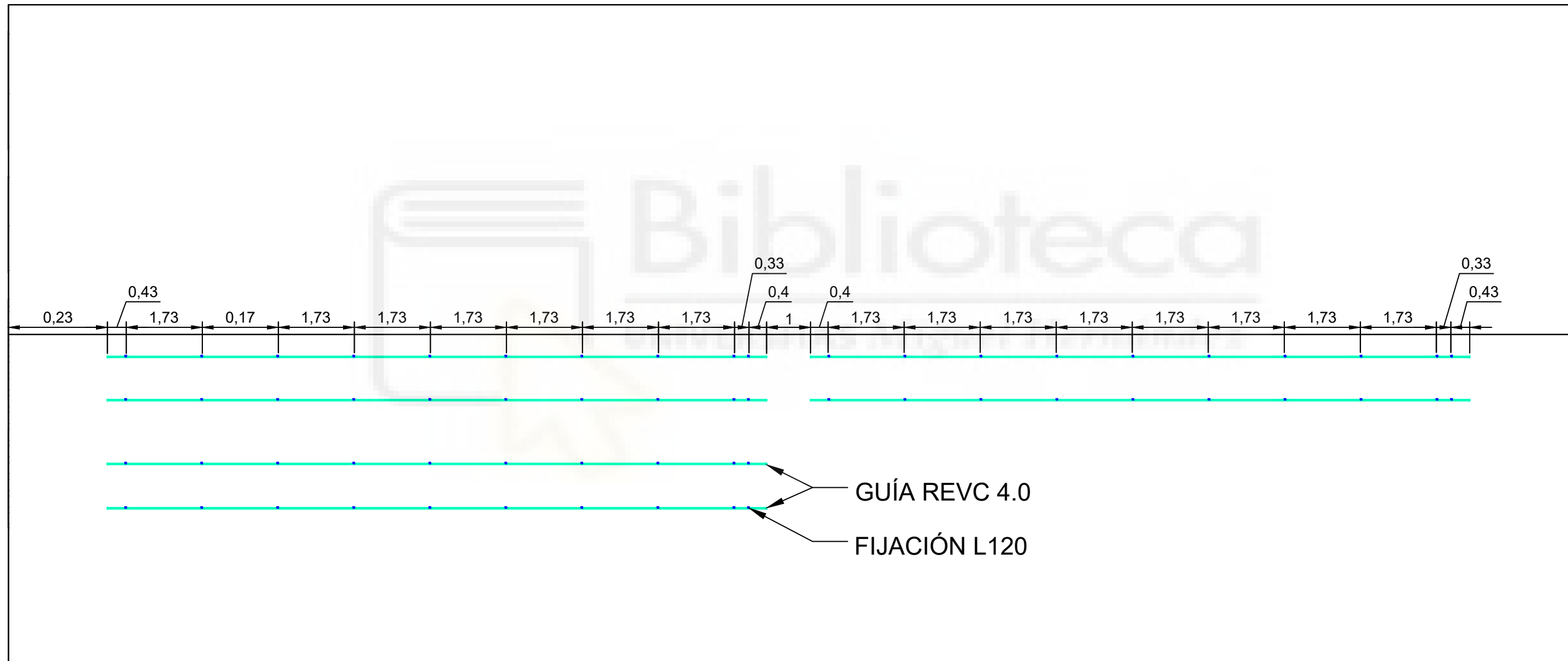
FEBRERO 2021

ESCALA

TÍTULO DE PLANO  
PLANO DE SITUACIÓN

Nº DE PLANO  
1

HOJA  
1



PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



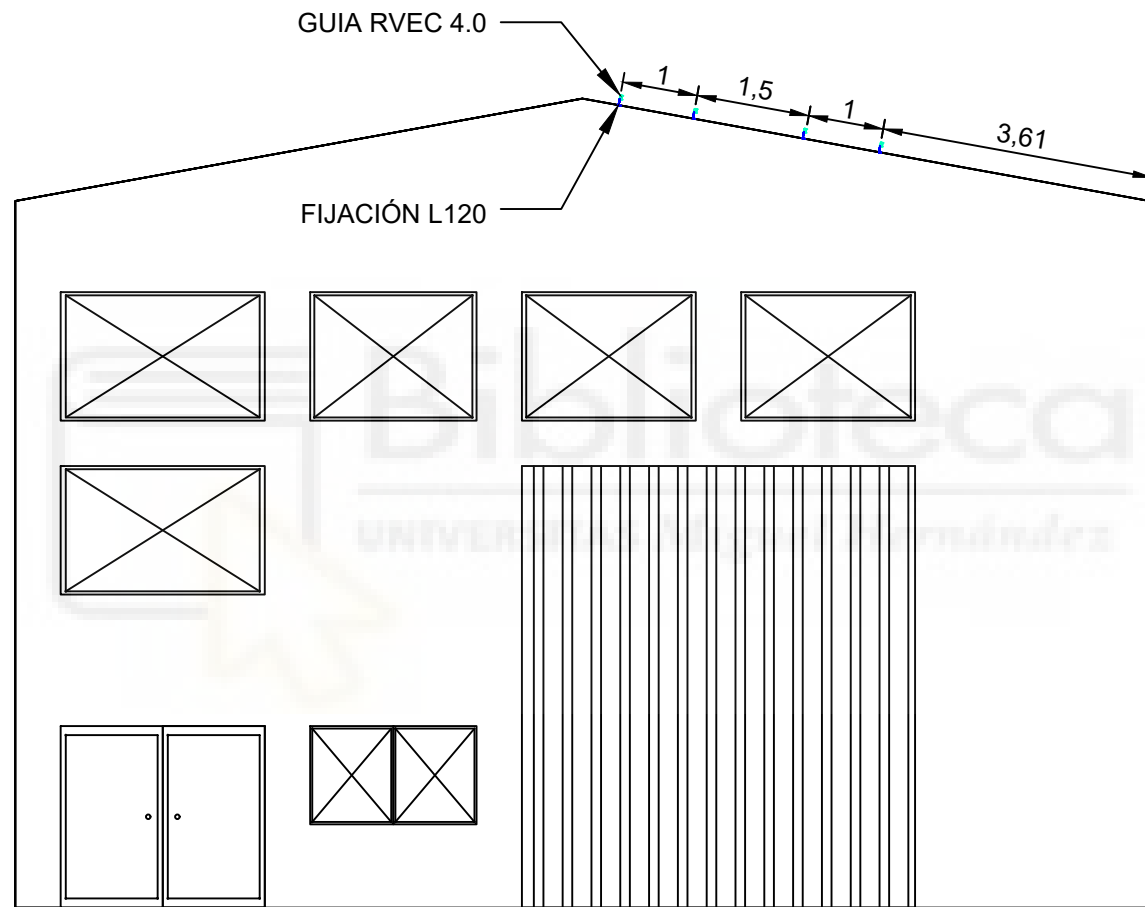
FEBRERO 2021

ESCALA  
1:100

TÍTULO DE PLANO  
PLANTA NAVE - SISTEMA DE ANCLAJE

Nº DE PLANO  
2

HOJA  
1



PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

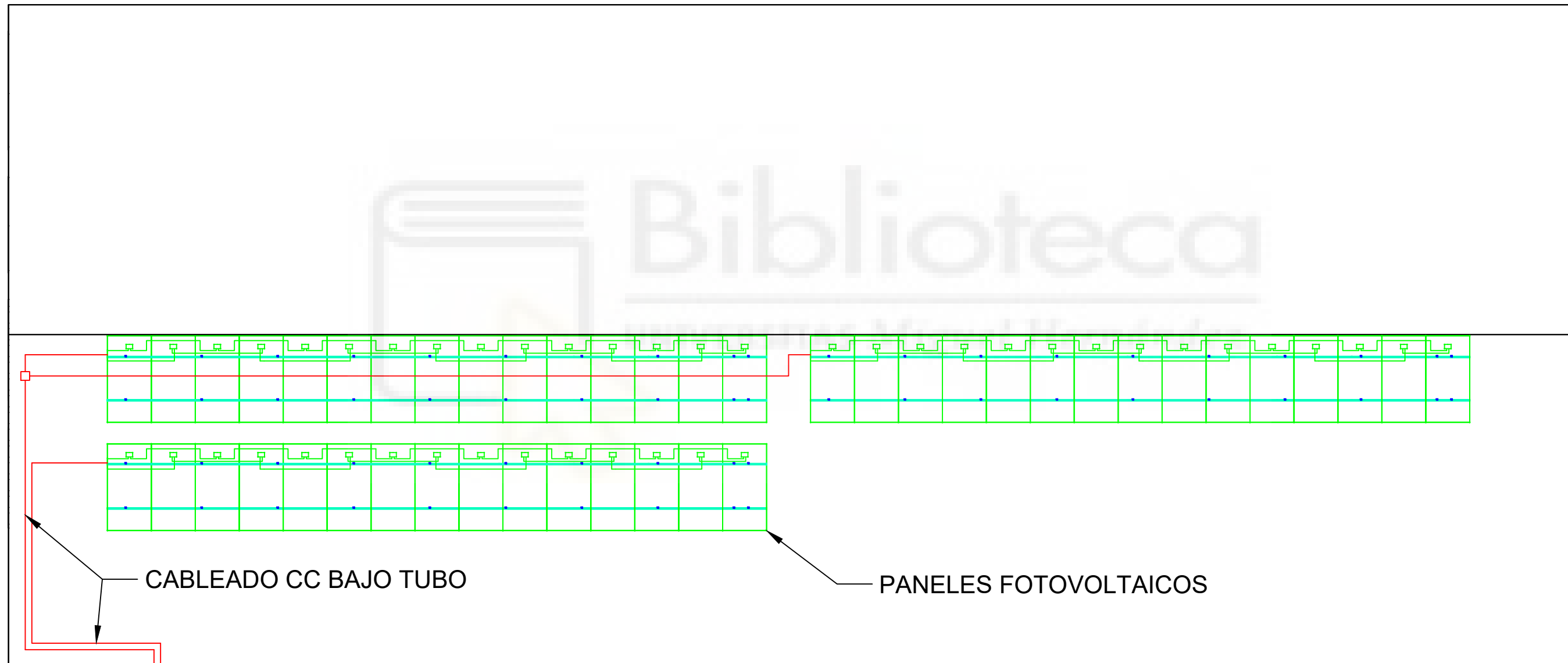
AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



FEBRERO 2021  
ESCALA  
1:100

TÍTULO DE PLANO  
ALZADO NAVE - SISTEMA DE ANCLAJE

Nº DE PLANO  
3  
HOJA  
1



PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



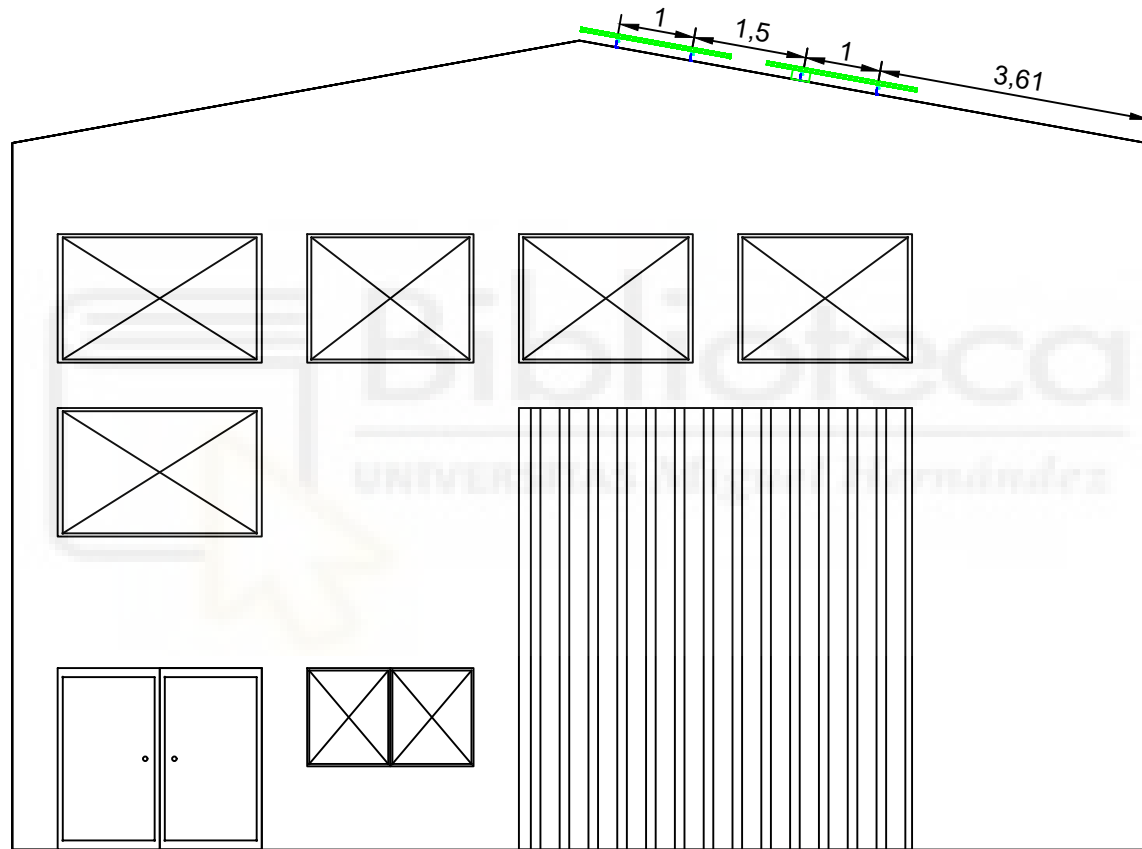
FEBRERO 2021

ESCALA  
1:100

TÍTULO DE PLANO  
PLANTA NAVE - MONTAJE FINAL

Nº DE PLANO  
4

HOJA  
1



PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



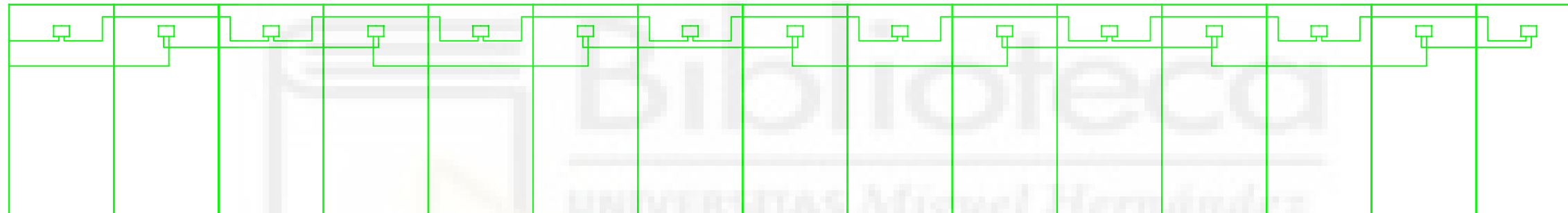
FEBRERO 2021

ESCALA  
1:100

TÍTULO DE PLANO  
ALZADO NAVE - MONTAJE FINAL

Nº DE PLANO  
5

HOJA  
1



PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



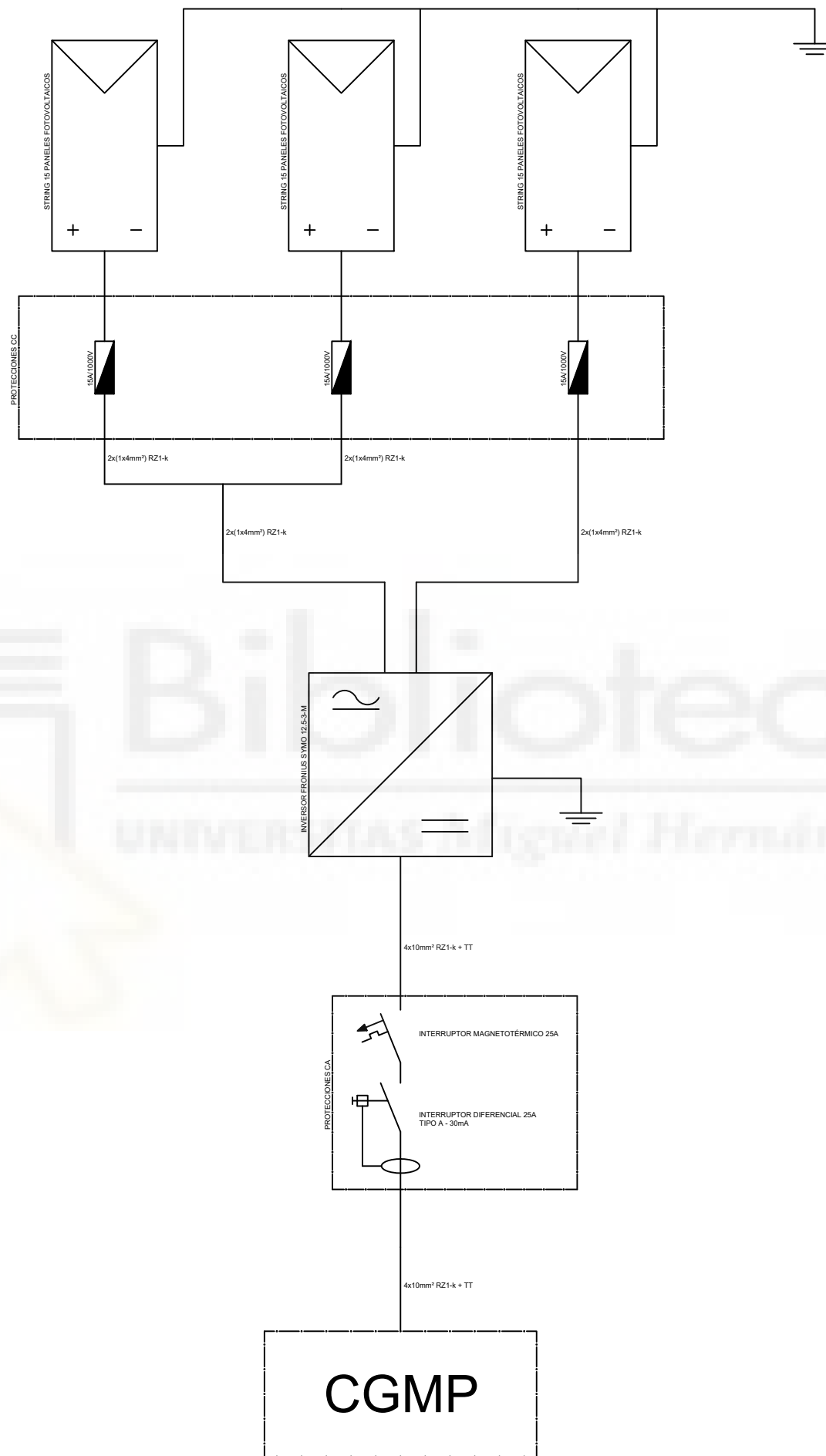
FEBRERO 2021

ESCALA  
1:50

TÍTULO DE PLANO  
ESQUEMA DE CONEXIONADO DE LOS  
STRINGS DE PANELES

Nº DE PLANO  
6

HOJA  
1



PROMOTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



TÍTULO  
DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO DE UNA  
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE  
CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

AUTOR  
ALEJANDRO MORELL  
PARREÑO



FEBRERO 2021

ESCALA

TÍTULO DE PLANO  
ESQUEMA UNIFILAR

Nº DE PLANO  
7

HOJA  
1