



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 650 kW  
PARA AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES CON  
VERTIDO A RED INTERIOR DE BAJA TENSIÓN EN UNA  
FÁBRICA DE PIENSOS EN CASTELLÓN

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Gil Suárez, Jorge

Tutor/a: Palomo Anaya, M<sup>a</sup> Josefa

Cotutor/a: Roldán Porta, Carlos

Cotutor/a externo: ROMAN TORRES, RAFAEL

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



## **RESUMEN**

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene como objetivo el diseño de una instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos situada en Castellón.

Para el diseño de esta instalación se realiza el estudio de la demanda de dicha fábrica dedicada al sector de la alimentación animal. Se busca cubrir al máximo posible la demanda de energía eléctrica en horas solares, para ello se estudiará la superficie útil para la instalación de los módulos fotovoltaicos y la radiación donde se encuentra la planta.

La empresa cuenta con dos amplias parcelas de más de 7.000 m<sup>2</sup>, la primera siendo un terreno inutilizado, lo que resulta interesante para instalar un alto número de paneles fotovoltaicos sobre suelo. Y la segunda parcela siendo donde se emplaza la nave.

Se realizarán los cálculos necesarios para el diseño de la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta la radiación, selección de inversores, placas y potencia de la instalación. A continuación, respecto a la parte eléctrica, se elaborarán los cálculos específicos para definir el conexionado a la red de baja tensión, tanto de la parte de continua como de alterna, obteniendo las secciones de los conductores, las protecciones y la puesta a tierra de la instalación.

Finalmente, después de los cálculos y el diseño completo, se pretende realizar el presupuesto, estudiando la viabilidad y rentabilidad del mismo.

**Palabras Clave:** instalación fotovoltaica, consumo, inversores, potencia, autoconsumo, presupuesto.



## **RESUM**

Aquest Treball de Fi de Grau (TFG) té com a objectiu el disseny d'una instal·lació fotovoltaica de 650 kW per a autoconsum sense excedents amb abocament a xarxa interior de baixa tensió en una fàbrica de pinsos situada en Castelló.

Per al disseny d'aquesta instal·lació es realitza l'estudi de la demanda d'aquesta fàbrica dedicada al sector de l'alimentació animal. Es busca cobrir al màxim possible la demanda d'energia elèctrica en hores solars, per a això s'estudiarà la superfície útil per a la instal·lació dels mòduls fotovoltaics i la radiació on es troba la planta.

L'empresa compta amb dues àmplies parcel·les de més de 7.000 m<sup>2</sup>, la primera sent un terreny inutilitzat, la qual cosa resulta interessant per a instal·lar un alt nombre de panells fotovoltaics sobre sòl. I la segona parcel·la sent on s'emplaça la nau.

Es realitzaran els càlculs necessaris per al disseny de la instal·lació fotovoltaica tenint en compte la radiació, selecció d'inversors, plaques i potència de la instal·lació. A continuació, respecte a la part elèctrica, s'elaboraran els càlculs específics per a definir la connexió a la xarxa de baixa tensió, tant de la part de contínua com d'alterna, obtenint les seccions dels conductors, les proteccions i la connexió a terra de la instal·lació.

Finalment, després dels càlculs i el disseny complet, es pretén realitzar el pressupost, estudiant la viabilitat i rentabilitat d'aquest.

**Paraules Clau:** instal·lació fotovoltaica, consum, inversors, potència, autoconsum, pressupost.



## **ABSTRACT**

The purpose of this Final Degree Project is the design of a 650 kW photovoltaic installation for self-consumption without surplus with discharge to low voltage internal grid in an animal feed factory located in Castellón.

For the design of this installation, the demand of this factory dedicated to the animal feed sector is studied. The objective is to cover as much of the electricity demand as possible during hours of sun. For this purpose, the useful surface area for the installation of the photovoltaic modules and the radiation where the plant is located will be studied.

The company has two large areas of more than 7.000 m<sup>2</sup>, the first is an unused land, which is interesting to install a large number of photovoltaic panels on the ground. The second area is where the warehouse is located.

The necessary calculations will be made for the design of the photovoltaic installation taking into account the radiation, selection of inverters, panels and power of the installation. Then, regarding the electrical part, specific calculations will be made to define the connection to the low voltage grid, for the direct and alternating part, getting the sections of the conductors, the protections and the grounding of the installation.

Finally, after the calculations and the complete design, the aim is to draw up a budget for the project, studying its viability and profitability.

**Key words:** photovoltaic installation, consumption, inverters, electrical power, self-consumption, budget.



## **DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG**

I. MEMORIA

II. PRESUPUESTO

III. PLANOS

IV. ANEXOS



# **ÍNDICE DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO**

## **I. MEMORIA**

1	OBJETIVOS.....	1
1.1	ALCANCE.....	1
1.2	JUSTIFICACIÓN.....	1
2	INTRODUCCIÓN.....	3
2.1	ENERGÍA SOLAR.....	3
2.1.1	Energía solar fotovoltaica.....	3
2.2	ANTECEDENTES.....	4
2.2.1	Situación energía solar fotovoltaica.....	5
2.2.2	Energía solar fotovoltaica en España.....	6
2.2.3	Energía solar fotovoltaica en la Comunidad Valenciana.....	7
2.2.4	Modalidades de autoconsumo.....	9
3	ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO.....	11
3.1	ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	11
3.1.1	Análisis de consumos de red. Energía mensual.....	11
3.1.2	Análisis de consumos de red en horas solares (HS). Energía mensual.....	12
3.2	ESTUDIO DEL TERRENO ÚTIL.....	13
3.2.1	ANÁLISIS DE LA PARCELA.....	13
3.2.2	ESTUDIO DE SOMBRAS.....	16
4	ESTUDIO DEL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	19
4.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	19
4.2	RECURSO SOLAR.....	19
4.3	NÚMERO Y DISPOSICIÓN DE MÓDULOS.....	20
4.3.1	Distancia entre módulos.....	23
4.3.2	1º SIMULACIÓN: Inclinación=34° Acimut= 3°.....	25
4.3.3	2º Simulación: Inclinación= 18° Acimut= 3°.....	26
4.3.4	3ª Simulación: Inclinación=3° Acimut=50°/-140°.....	27
4.3.5	4ª Simulación: Dos áreas con diferente inclinación.....	29
4.3.6	Estudio de alternativas de diseño y elección de la más conveniente.....	30
4.4	ESTRUCTURA (SOPORTES).....	33
4.5	INVERSORES.....	34

---

4.6	CASETA DE INVERSORES.....	36
4.7	CÁLCULO Y DISTRIBUCIÓN DE LAS SERIES.....	37
4.7.1	Número máximo y mínimo de módulos por <i>string</i> .....	38
4.7.2	Número máximo de <i>strings</i> por entrada.....	40
4.7.3	Dimensionamiento de los inversores.....	40
4.8	VALLADO DEL TERRENO .....	41
5	ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	43
5.1	DIMENSIONADO DE LOS CABLES.....	43
5.1.1	Criterio térmico. ....	43
5.1.2	Criterio de caída de tensión. ....	43
5.1.3	Cálculo de la sección en corriente continua.....	44
5.1.4	Cálculo de la sección en corriente alterna. ....	49
5.2	CANALIZACIONES.....	55
5.3	PROTECCIONES.....	57
5.3.1	Protecciones en corriente continua .....	57
5.3.2	Protecciones en corriente alterna.....	58
5.3.3	Puesta a tierra .....	63
5.4	INYECCIÓN CERO. SISTEMA ANTIVERTIDO.....	65
6	RESUMEN DEL PRESUPUESTO .....	69
7	ESTUDIO DEL VIABILIDAD Y RENTABILIDAD .....	71
8	CONCLUSIONES .....	75
9	BIBLIOGRAFIA .....	77

## II. PRESUPUESTO

1.	INTRODUCCIÓN AL PRESUPUESTO.....	1
2.	PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....	3
3.	PRECIOS UNITARIOS DESCOMPUESTOS .....	4
CAPÍTULO 1.	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	4
CAPÍTULO 2.	OBRA CIVIL.....	10
CAPÍTULO 3.	VALLADO DEL TERRENO .....	11
CAPÍTULO 4.	SEGURIDAD Y SALUD .....	12

### **III. PLANOS**

1. EMPLAZAMIENTO
2. DISTRIBUCIÓN DE PANALES EN EL TERRRENO
3. UNIFILAR

### **IV. ANEXOS**

**Anexo 1:** Informes de simulación en PVGIS

**Anexo 2:** Fichas Técnicas

**Anexo 3:** Análisis económico 3ª y 4ª Simulación

Anexo 3. Tabla 1: Análisis económico 3ª Simulación. Fuente:Propia

Anexo 3. Tabla 2: Análisis económico 4ª Simulación Fuente:Propia



## **ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1.	Diagrama del efecto fotoeléctrico. Fuente: energyeducation.ca .....	4
Figura 2.	Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: statista.com .....	6
Figura 3.	Horas Solares anuales por comunidades Fuente: solfy.net .....	8
Figura 4.	Horas Solares Pico diarias por comunidades. Fuente: solfy.net .....	8
Figura 5.	Comparativa energía consumida total y en horas solares. Fuente: Propia.....	13
Figura 6.	Separación respecto del perímetro de la parcela. Fuente: GoogleEarth .....	14
Figura 7.	Aceras y viales colindantes. Fuente: GoogleEarth .....	14
Figura 8.	Área libre de paneles. Fuente: GoogleEarth .....	15
Figura 9.	Superficie útil para la instalación de paneles. Fuente: GoogleEarth.....	15
Figura 10.	Sombras producidas por la nave a la hora del amencer. Estaciones de invierno (izqd.) y otoño (der.). Fuente: SketchUp Pro .....	16
Figura 11.	Sombra a las 10:00 de la mañana, invierno. Fuente: SketchUp Pro .....	17
Figura 12.	Sombras 7:30 horas de la mañana. Primavera (izqd.) y Verano (der.). Fuente: SketchUp Pro .....	17
Figura 13.	Trayectoria solar. Fuente:helioesfera.com .....	21
Figura 14.	Producción anual en función del acimut.Fuente: PVGIS.....	21
Figura 15.	Producción mensual en función del acimut. Fuente: PVGIS .....	22
Figura 16.	Producción anual en función de la inclinación del módulo. Fuente: PVGIS.....	22
Figura 17.	Producción mensual en función de la inclinación del módulo. Fuente: PVGIS.....	23
Figura 18.	Distancia entre módulos. Fuente: Eficienciaenergética .....	24
Figura 19.	Planta de la fábrica 1ª Simulación mediante HelioScope. ....	25
Figura 20.	Planta de la fábrica 2ª Simulación mediante HelioScope. ....	27
Figura 21.	Planta de la fábrica 3ª.Simulación mediante HelioScope. ....	28
Figura 22.	Planta de la fábrica 4ª Simulación mediante HelioScope. ....	29
Figura 23.	Comparativa de producción mensual de los diferentes diseños. Fuente: Propia.....	31
Figura 24.	Soporte prefabricado de hormigón con 3° de inclinación. Fuente:SOLARBLOC .....	33
Figura 25.	Detalle de instalación de los soportes. Fuente: Propia .....	34
Figura 26.	Caseta para inversores: Fuente: Indertec S.L.....	36
Figura 27.	Espacio de instalación. Fuente: Manual del usuario SUN2000 .....	37
Figura 28.	Modo de instalación apilada. Fuente: Manual del usuario SUN2000 .....	37
Figura 29.	Temperaturas Castellón. Fuente: aemet.es .....	39
Figura 30.	Sobredimensionamiento. Fuente: cambioenergetico.com.....	41

Figura 31.	Esquema vallado del terreno. Fuente: comercturro.com .....	42
Figura 32.	Poste intermedio con refuerzo. Fuente:consydecor.com ; Malla simple torsión. Fuente:manomano.es .....	42
Figura 33.	Puerta de entrada al campo fotovoltaico. Fuente: indusmetaltorres.es .....	42
Figura 34.	Cableado de cobre flexible para aplicaciones solares, colores negro/rojo, tipo H1Z2Z2-K. Fuente: electro-profesional.com.....	44
Figura 35.	Cable RV-K para el cableado de corriente alterna. Fuente: technosun.com .....	55
Figura 36.	Bandeja de rejilla con tapa. Fuente:pemsa-rejiband.com .....	55
Figura 37.	Tubo corrugado de 25 mm. Fuente:cablematic.com .....	56
Figura 38.	Curva de disparo e Interruptor Automático CVS250F TM250D - 4P/4R. Fuente: Schneider Electric .....	62
Figura 39.	Curva de disparo e interruptor CVS100F TM80D - 4P/4R. Fuente: Schneider Electric .	62
Figura 40.	Ejemplo instalación interruptores automáticos (naranja) , relés (rojo), toroidales (azul), bobinas (azul). Fuente: Indertec S.L .....	63
Figura 41.	Interruptor Automático NS1250-N 4P 50kA y relé diferencial RH99M.Fuente: SchneiderElectric .....	63
Figura 42.	Puesta a tierra de los paneles solares y bandejas. Fuente: Propia .....	64
Figura 43.	Funcionamiento sistema antivertido. Fuente: Indertec, S.L .....	66
Figura 44.	Janitza UMG 604-PR. Fuente: Solarshop .....	66
Figura 45.	HUAWEI SmartLogger 3000A. Fuente: Solarshop .....	67

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1.	Precios de su tarifa por períodos .Fuente: Fábrica de estudio.....	11
Tabla 2.	Períodos Tarifa 6.1.TD Fuente: energigreen.com.....	11
Tabla 3.	Energía consumida anual (kWh).Fuente: Fabrica de estudio.....	12
Tabla 4.	Energía consumida anual en horas solares (kWh). Fuente: Fabrica de estudio.....	12
Tabla 5.	Separación mínima entre filas para módulos en horizontal a 34°. Fuente: Propia.....	25
Tabla 6.	Separación mínima entre filas para módulos en vertical a 18° Fuente: Propia .....	26
Tabla 7.	Resumen de las simulaciones. Fuente: Propia .....	30
Tabla 8.	Ahorro anual con la 3ª Simulación. Fuente: Propia .....	32
Tabla 9.	Ahorro anual con la 4ª Simulación. Fuente: Propia .....	32
Tabla 10.	Diferencia en la inversión de los diseños. Fuente: Propia.....	33
Tabla 11.	Resultados de las simulaciones. Fuente: Propia .....	33
Tabla 12.	Método de instalación, Tabla A.52.3. Fuente: UNE-HD 60364-5-52.....	44
Tabla 13.	Factores de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30°C – en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52 .....	45
Tabla 14.	Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cable multipolar Fuente: UNE-HD 60364-5-52 .....	45
Tabla 15.	Corrientes admisibles en amperios. Temperatura ambiente de 30°C en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52 .....	46
Tabla 16.	Secciones del criterio térmico. Fuente: Propia .....	46
Tabla 17.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 1. Fuente: Propia .....	47
Tabla 18.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 2. Fuente: Propia .....	47
Tabla 19.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 3. Fuente: Propia .....	48
Tabla 20.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 4. Fuente: Propia .....	48
Tabla 21.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 5. Fuente: Propia .....	48
Tabla 22.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 6 Fuente: Propia .....	48
Tabla 23.	Secciones cableado continua conectado al Inversor 7 Fuente: Propia .....	49
Tabla 24.	Método de instalación, Tabla A.52.3. Fuente: UNE-HD 60364-5-52.....	49
Tabla 25.	Factores de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30°C – en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52 .....	50
Tabla 26.	Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cable multipolar. Fuente: UNE-HD 60364-5-52 .....	50
Tabla 27.	Corrientes admisibles en amperios. Temperatura ambiente de 30°C en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52 .....	51

Tabla 28.	Secciones del cableado de alterna al aire, Criterio Térmico.Fuente:Propia .....	51
Tabla 29.	Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25 °C.Fuente: ITC-BT-07 .....	51
Tabla 30.	Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K. m/W. Fuente: ITC-BT-07 .....	52
Tabla 31.	Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares Fuente: ITC-BT-07 .....	52
Tabla 32.	Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente: ITC-BT-07.. .....	52
Tabla 33.	Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente). Fuente: ITC-BT-07 .....	52
Tabla 34.	Secciones del cableado de alterna enterrado, Criterio Térmico. Fuente: Propia .....	53
Tabla 35.	Criterio de caída de tensión en alterna. Fuente: Propia .....	53
Tabla 36.	Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. Fuente: ITC-BT-07 .....	54
Tabla 37.	Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18. ....	54
Tabla 38.	Tabla resumen cableado de corriente alterna. Fuente: Propia .....	54
Tabla 39.	Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente:ITC-BT-21.....	56
Tabla 40.	Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21 .....	56
	La siguiente tabla muestra intensidades nominales que cumplen las condiciones mencionadas: .....	59
Tabla 41.	Intensidades asignadas de los interruptores magnetotérmico. Fuente: Propia .....	59
Tabla 42.	Intensidad de cortocircuito máximo en la salida del cuadro de alterna. Fuente: Propia	60
Tabla 43.	Intensidades de cortocircuito mínimas. Fuente: Propia .....	61
Tabla 44.	Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18. ....	65
Tabla 45.	Resumen presupuesto. Fuente: Propia .....	69
Tabla 46.	Ahorro anual con la 3ª Simulación. Fuente: Propia .....	71
Tabla 47.	Resultado de la inversión. Fuente: Propia.....	72
Tabla 48.	Análisis económico. Fuente: Propia .....	73

## **ÍNDICE DE ECUACIONES**

Ecuación 1:	Distancia mínima entre filas .....	24
Ecuación 2:	Altura del panel .....	24
Ecuación 3:	Variación de tensión por grado de temperatura de los paneles.....	38
Ecuación 4:	Temperatura máxima y mínima de las celdas.....	39
Ecuación 5:	Voltaje máximo del panel.....	39
Ecuación 6:	Voltaje mínimo del panel .....	40
Ecuación 7:	Variación de intensidad por grado de temperatura de los paneles.....	40
Ecuación 8:	Intensidad máximo del panel .....	40
Ecuación 9:	Criterio térmico .....	43
Ecuación 10:	Criterio caída de tensión en continua .....	47
Ecuación 11:	Criterio de caída de tensión en alterna .....	53
Ecuación 12:	Necesidad de fusibles .....	57
Ecuación 13:	Condiciones intensidad nominal del IA .....	58
Ecuación 14:	Impedancia de la red .....	59
Ecuación 15:	Impedancia por el cable .....	59
Ecuación 16:	Impedancia total.....	60
Ecuación 17:	Cortocircuito máximo en el punto 1.....	60
Ecuación 18:	Intensidad de cortocircuito mínima .....	60
Ecuación 19:	Resistencia de puesta a tierra .....	64



# I. MEMORIA



## 1 OBJETIVOS

El **objetivo** del presente Trabajo de Fin de Grado es **diseñar una instalación solar fotovoltaica** para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos situada en Castellón. Con la puesta en marcha del campo solar fotovoltaico se pretende cubrir al máximo posible la demanda energética y así **reducir el suministro eléctrico de red** mediante esta alternativa renovable, reduciendo los gastos de la fábrica.

Para realizar este diseño se debe hacer un estudio técnico y seguir una serie de criterios técnicos para dimensionar la instalación de forma adecuada, tanto en relación al campo fotovoltaico como al campo eléctrico.

Primero se analizará el consumo de la de la fábrica, y teniendo este en cuenta se continuará con el estudio de las posibilidades que tiene la empresa para cubrir el mismo, es decir, se estudiará la su superficie útil para conseguir el dimensionamiento correcto del campo fotovoltaico. Se deberán seleccionar equipos como paneles solares, inversores, soportes acordes a ese campo.

Para el campo eléctrico se deberá seguir la normativa correspondiente en cada caso y realizar los cálculos eléctricos necesarios para obtener las secciones de los conductores, protecciones y puesta a tierra.

Finalmente, se realizará el presupuesto para la instalación estudiada y así poder calcular la rentabilidad de la misma debido al ahorro en el consumo eléctrico.

### 1.1 ALCANCE

El **alcance** de este trabajo se limita a los objetivos mencionados en el apartado anterior. El trabajo **no abarca** el estudio para la preparación de terreno en el que se instalarán los módulos fotovoltaicos. Lo mismo se aplica en el estudio para la obra civil del diseño, relacionada con la zanja y arquetas por las cuales transcurrirá el cableado de alterna, la caseta para los inversores, su ventilación y el vallado de la parcela. A la hora de realizar el presupuesto sí que serán considerados, pero no su cálculo estructural.

### 1.2 JUSTIFICACIÓN

Se ha optado por diseñar una instalación solar fotovoltaica, **reduciendo el gasto eléctrico** y por tanto **económico** de una fábrica por diversos factores.

A la hora de promover la **sostenibilidad ambiental**, una instalación fotovoltaica produce electricidad mediante **energía solar**, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero, evitando así en la medida de lo posible el cambio climático. Aprovechando una fuente de energía limpia y sin consumir combustibles fósiles.

Por otro lado, una instalación de autoconsumo, como es la estudiada, también fomenta la **eficiencia energética** en el sector industrial. Se genera y se consume electricidad en el mismo lugar, evitándose pérdidas debidas a la transmisión y distribución de energía a largas distancias.

Siguiendo con el autoconsumo, el **aumento en el coste de la energía** que se está viviendo hoy en día, hace muy interesante el estudio de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo, ya

que implicará un importante ahorro económico, pudiéndose amortizar la inversión inicial en un período relativamente corto y generando ahorros significativos a lo largo de su vida útil.

A todo lo mencionado, se le suma el **emplazamiento** de la fábrica, la cual cuenta con un amplio terreno el cual hace posible la instalación de un gran número de paneles sobre suelo, y de forma más sencilla que una instalación en cubierta. Por tanto, se decide que es una gran opción para el diseño de una planta solar que reduzca sus gastos.

## 2 INTRODUCCIÓN

### 2.1 ENERGÍA SOLAR

La **energía solar** es una de las energías limpias que más está evolucionando. Esta es la que se obtiene de la radiación solar. Existen dos formas principales, y bien diferenciadas, de aprovechar esta energía: solar térmica y solar fotovoltaica.

La energía solar térmica usa la radiación para generar calor, para ello se emplean colectores solares, que captan y concentran la radiación solar, de forma que pasan esa energía térmica a un líquido calentándolo. Respecto a esta energía, basándose en la conversión térmica, aparecen dos tipos:

- Térmica de baja temperatura: que se utiliza en viviendas principalmente, para ACS, centrándose en aprovechar la irradiación para calentar el fluido caloportador.
- Térmica de concentración: centrada en la generación de electricidad (Centrales Termoeléctricas), se transforma la energía térmica en energía mecánica generando electricidad.

#### 2.1.1 Energía solar fotovoltaica

La **energía solar fotovoltaica** está basada en la **generación de electricidad**, que aunque sea más reciente que la solar térmica, está experimentando un **crecimiento** más significativo. Esta diferencia es debida en gran parte a la reducción de los costos en comparación a la energía solar térmica. Los equipos necesarios para la fotovoltaica tienen mayor durabilidad y no requieren mucho mantenimiento, ya que no tienen partes móviles.

La energía solar fotovoltaica se basa en la obtención de energía eléctrica mediante **incidencia de la luz solar** en un material determinado, material capaz de liberar electrones al recibir luz solar sobre ellos.

El fenómeno de transformar la radiación electromagnética en corriente eléctrica continua se denomina **efecto fotoeléctrico**.

Los dispositivos capaces de realizar esta función son las **células fotovoltaicas**, constituidas por láminas de material semiconductor, principalmente el silicio. Cuando la radiación electromagnética atraviesa las láminas del material del semiconductor dopado, algunos electrones pueden, absorbiendo la energía necesaria, saltar a la banda de conducción, dejando un hueco en la banda de valencia, generando de esta forma la corriente.

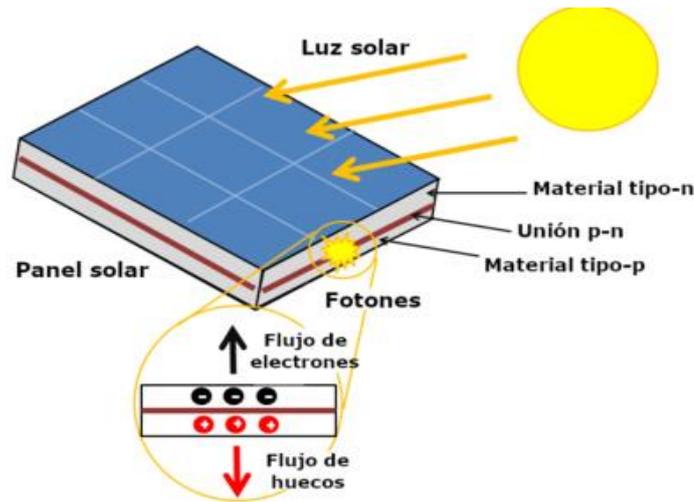


Figura 1. Diagrama del efecto fotoeléctrico. Fuente: [energyeducation.ca](http://energyeducation.ca)

Las células fotovoltaicas, individualmente, aportan unos niveles de tensión e intensidad muy bajos, de modo que agrupándolas en series de 36 o 72 células se obtienen valores de tensión adecuados. Seguidamente, agrupando diferentes de estas series en paralelo, se obtienen también valores adecuados de intensidad. La distribución de esta forma de las células fotovoltaicas da lugar a los **módulos fotovoltaicos**, componente principal en las instalaciones solares fotovoltaicas.

## 2.2 ANTECEDENTES

El **cambio climático** es la mayor amenaza que se enfrenta la sociedad en la actualidad, siendo un tema de preocupación colectiva. El causante de este cambio climático es el efecto invernadero, el fenómeno natural que necesita el planeta para mantener una temperatura apropiada para la vida. La atmósfera está compuesta por diferentes gases que dan lugar a este fenómeno, atrapan la radiación del sol sin dejar que escape de la atmosfera. Pero se necesita un equilibrio en la emisión de estos gases de efecto invernadero para que no se produzca un aumento de la temperatura.

La alta emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero por la quema de combustibles fósiles es la principal causa del cambio climático que se está experimentando hoy en día. Con el avance de las tecnologías la humanidad tiene más necesidades energéticas, menos recursos y más altas las temperaturas.

Ante esta situación, se han debido de implementar diferentes políticas buscando un desarrollo sostenible para disminuir lo máximo posible los efectos del cambio climático.

El **año 2015** es un año fundamental en este proceso. En este año se estableció el **Acuerdo de París** dentro del Marco de Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), siendo un tratado internacional jurídicamente vinculante. Su objetivo principal es limitar el calentamiento global por debajo de los 2 grados, en comparación con los niveles preindustriales, mediante la reducción de emisiones. Este acuerdo se basa en contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC), es decir, cada país presenta unas metas específicas que se adaptan a sus circunstancias.

En septiembre de este mismo año la Asamblea General de las Naciones Unidas adoptó la **Agenda 2030**, un plan de acción para el desarrollo sostenible. La Agenda 2030 plantea **17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)** en diferentes áreas desarrollo social, económico y medioambiental. Entre ellos, el séptimo objetivo es la energía asequible y no contaminante, siendo las metas de aquí a 2030 las siguientes:

- Acceso universal a servicios energéticos modernos y confiables.
- Aumento en gran proporción de la energía renovable.
- Duplicar la mejora de la eficiencia energética.
- Promover la inversión en infraestructura energética y tecnología limpia.

A parte de este, existen más **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)**, en los cuales la energía solar fotovoltaica forma parte. El noveno promoviendo la innovación e infraestructura, el undécimo refiriéndose a las ciudades y comunidades sostenibles y el decimotercero de acción por el clima, entre otros.

Hoy en día, la **Unión Europea** se encuentra liderando la acción climática, con su gran compromiso con la reducción de emisiones, pero aún es necesaria una mayor colaboración internacional para poder tratar de manera óptima la situación actual.

En diciembre de 2019 la Comisión Europea presentó el **Pacto Verde Europeo (PVE)**, el cual recoge iniciativas políticas que tienen como objetivo que la Unión Europea consiga la neutralidad climática en a 2050, es decir, huella de carbono cero, equilibrando la cantidad de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) liberada a la atmósfera con la que se retira de la atmósfera o es absorbida por las plantas.

Aquí es donde entra la importancia de las **energías renovables**, estas no emiten dichos gases, no se agotan y se renuevan constantemente. La **energía solar**, hidráulica, geotérmica y biomasa son energías limpias que deben crecer significativamente.

### 2.2.1 Situación energía solar fotovoltaica

**Diversos factores** hacen cada vez más interesante este tipo de energía, produciendo un auge en las instalaciones fotovoltaicas.

En los últimos años hay mayor **conciencia ambiental**, la sociedad se preocupa más por el medio ambiente y se establecen políticas y legislaciones que favorecen las energías limpias buscando reducir la huella de carbono, como se acaba de comentar.

La energía solar es un **método accesible para tanto empresas como individuales**.

A esto se le suma las **innovaciones tecnológicas**, aumentando la eficiencia de los paneles solares y sistemas de almacenamiento. Por ello, también se ha producido una reducción en los costes de los módulos fotovoltaicos, haciendo a las instalaciones fotovoltaicas más atractivas y accesibles para las personas.

Adicionalmente, muchos gobiernos ofrecen **incentivos financieros** para promover aún más el auge de tan importante modelo de generación de energía.

Todo esto se puede apreciar en la evolución de la energía solar fotovoltaica en España en los últimos años.

## 2.2.2 Energía solar fotovoltaica en España

Actualmente, España es uno de los países de Europa que más **potencia fotovoltaica instalada** tiene. Varias razones explican el crecimiento que ha sufrido en los últimos años. Primero cabe destacar que es de los países del continente con mayor **número de horas solares** al día. A esto, se le suma la evolución del **marco legal**, fundamental para impulsar la inversión en este sector. En este sentido, las regulaciones y condiciones vigentes en España se alinean con los objetivos de neutralidad climática establecidos por la Unión Europea para el año 2050, así como con el Plan Integrado Nacional de Energía y Clima, que tienen como objetivo impulsar la **descarbonización**.

La siguiente gráfica muestra la evolución de la energía solar fotovoltaica en España.

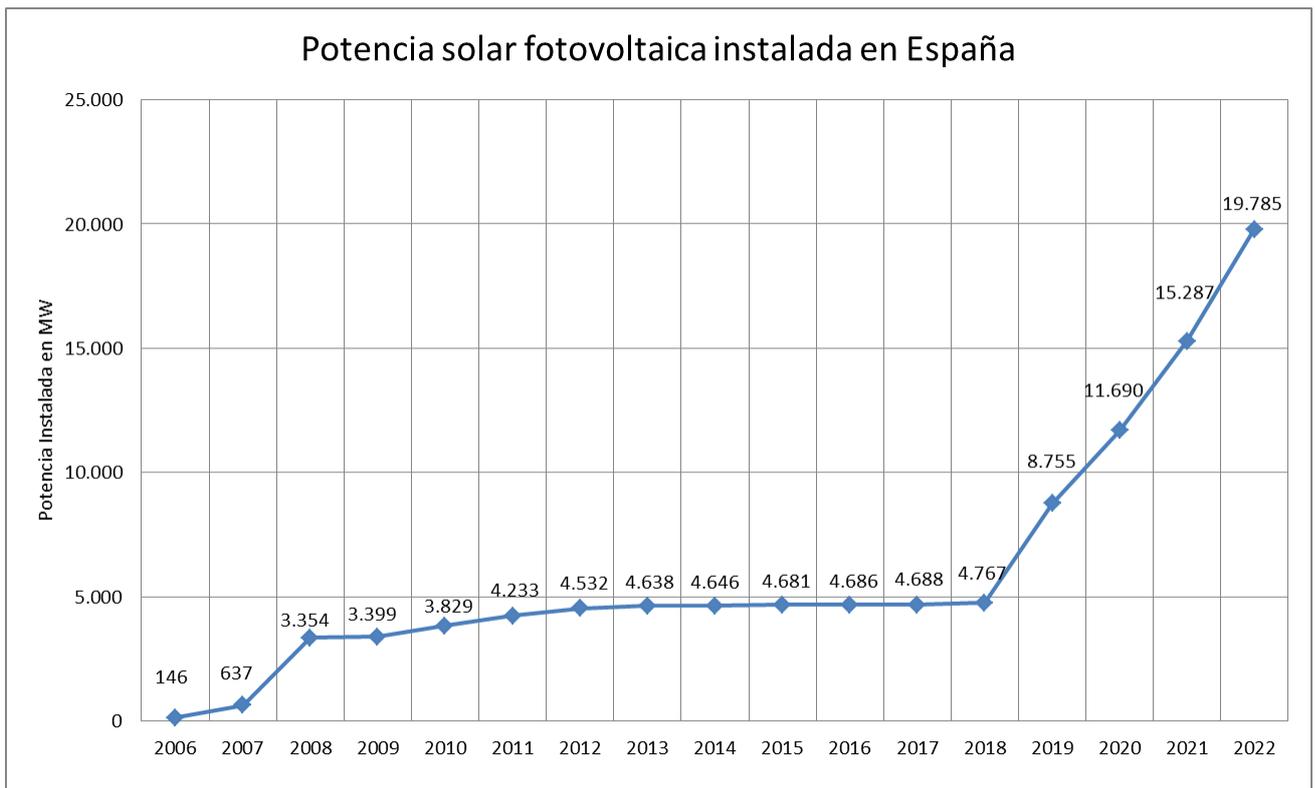


Figura 2. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: statista.com

Para hacer un análisis completo de este gráfico y comprender esta tendencia y crecimiento, cabe mencionar la evolución del marco legal que afecta a la energía solar fotovoltaica.

El **Real Decreto 2818/1998** fue el primero que afectaba a la energía fotovoltaica, ya que se refiere a la producción de energía eléctrica a través de instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración. Posteriormente, llegó el **Real Decreto 1663/2000 el 29 de septiembre**, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Después de una serie de modificaciones legislativas con el fin de incentivar la producción de electricidad mediante fuentes renovables, la energía fotovoltaica experimentó un gran crecimiento del año 2006 a 2010, el cual se puede observar en la gráfica. A partir de ese año, se va frenando el crecimiento debido a la aprobación de nuevas legislaciones.

En 2015 llegaría el “**impuesto al sol**” con el **Real Decreto 900/2015**, y con este el estancamiento de la energía solar fotovoltaica en España. Este decreto obligaba a las personas que tenían instalaciones fotovoltaicas a pagar impuestos por conectarse a la red eléctrica. Esto hacía que los períodos de retorno fueran superiores a los 20 años y los propietarios renunciaran a instalar paneles solares.

Como se puede esperar observando la gráfica, el “**impuesto al sol**” fue **derogado en 2018**. Al desaparecer este impuesto aumentó la rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo. Desde este año la energía solar fotovoltaica sigue creciendo.

Se deben mencionar el **Real Decreto-ley 15/2018 de 5 de octubre**, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores; y el **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Estos buscaban fomentar las instalaciones de **autoconsumo** y se creaba la opción autoconsumo compartido, bastante interesante para comunidades de vecinos.

Otra razón a resaltar del crecimiento de los últimos años es la **subida del precio de la electricidad**, que se encuentra marcando récords históricos a diario. Esta subida de precios hace que los períodos de retorno lleguen a reducirse entre un 50% y un 70%.

Finalmente, cabe destacar las ayudas y las **subvenciones** a la hora de realizar estas instalaciones que ofrece el gobierno para favorecer este crecimiento de las energías renovables.

Todo lo comentado hasta ahora, que muestra la situación actual de esta energía, remarca lo interesante que es para tanto empresas como individuales estudiar que opciones tiene cada uno para el aprovechamiento de esta fuente de energía limpia. Esto da lugar a estudios de diferentes diseños de instalaciones fotovoltaicas como el que se presentará a continuación.

### **2.2.3 Energía solar fotovoltaica en la Comunidad Valenciana**

A la hora de localizar las instalaciones fotovoltaicas y conocer la producción de las mismas, los aspectos más determinantes son la **radiación solar** y las **horas de Sol** en la ubicación. Para ello se utilizan las **Horas Solares Pico (HSP)**, la cantidad de energía solar que recibe una superficie a una radiación de  $1.000\text{W}/\text{m}^2$  durante 1 hora, es decir, si en la provincia de Castellón existen 5,59 HSP, hay 5,59 horas de sol que producen  $1000\text{ W}/\text{m}^2$ , por lo que en esa región habrá recibido en ese día  $5590\text{ Wh}/\text{m}^2$ .

En el caso de la radiación solar media en las diferentes comunidades de España:

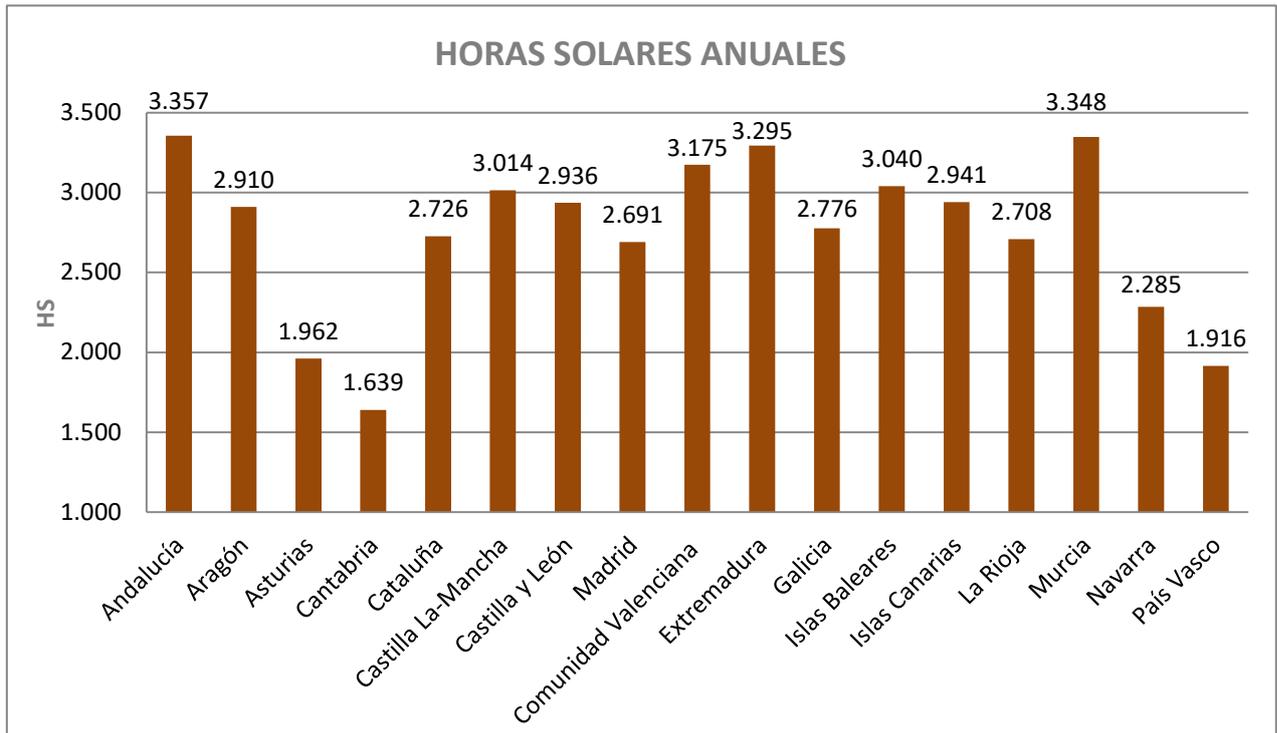


Figura 3. Horas Solares anuales por comunidades Fuente: solfy.net

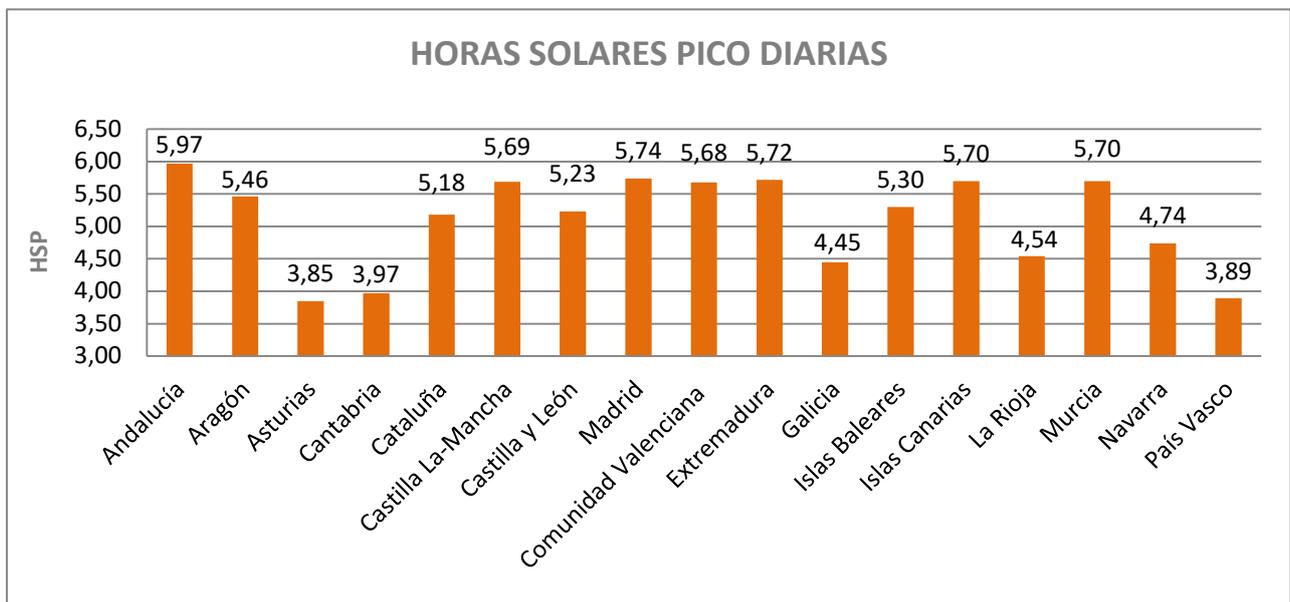


Figura 4. Horas Solares Pico diarias por comunidades. Fuente: sofly.net

Como se puede comprobar, la Comunidad Valenciana supera la media española de tanto horas solares, como de horas solares pico, convirtiéndola en una de las comunidades donde se puede aprovechar más la energía solar fotovoltaica.

## 2.2.4 Modalidades de autoconsumo

El **autoconsumo** consiste en producir energía eléctrica para el consumo propio, de manera que no se depende únicamente de la red distribución eléctrica. En el caso de esta instalación de generación fotovoltaica es para cubrir parte del consumo de la fábrica de piensos.

En el **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, ya mencionado en el apartado 2.2.2, se establecen las modalidades de autoconsumo dependiendo de la excedencia de energía por parte de la instalación fotovoltaica:

- **Autoconsumo sin excedentes:** Instalaciones que no vierten excedentes a la red y lo generado por las placas solares solo es consumido por el usuario. Solo un sujeto, el consumidor.
- **Autoconsumo con excedentes:** Instalaciones que pueden inyectar sus excedentes a la red. En esta modalidad existen dos sujetos, consumidor y productor. Dentro de este tipo de autoconsumo existen dos opciones:
  - **Acogida a compensación:** El valor de la energía no autoconsumida e inyectada a la red se compensará en la factura del consumidor.
  - **No acogida a compensación:** La energía no autoconsumida e inyectada a la red se vende por el precio del mercado eléctrico.

Según el **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, no se pueden acoger a la modalidad con excedentes acogida a compensación las instalaciones de producción con potencia total superior a 100kW.

La instalación que se diseña cuenta con una potencia nominal superior a 100 kW, en concreto 650kW, y por tanto, se acogerá a autoconsumo sin excedentes. Entonces, de acuerdo con el Real Decreto 244/2019, se deberá instalar un **mecanismo anti-vertido** que impida la inyección de excedente a la red de distribución.



### 3 ANÁLISIS DEL CASO DE ESTUDIO

A la hora de **diseñar** una instalación solar fotovoltaica y realizar un correcto dimensionamiento de la planta fotovoltaica, se debe empezar por el estudio de los siguientes aspectos:

- El **consumo eléctrico** que se pretende cubrir.
- La **superficie útil** con la que cuenta el emplazamiento de la instalación y que se podrá utilizar para situar los módulos fotovoltaicos, que se encargarán de cubrir el consumo mencionado.
- El **recurso solar** en la ubicación de la instalación, que condicionará la generación eléctrica en los módulos.

#### 3.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Esta empresa para la cual se pretende hacer el diseño se dedica a la fabricación de piensos para animales, y su fábrica está **en funcionamiento a largo de todo el día**. Como es una fábrica con un alto consumo energético, tiene un contrato de suministro eléctrico con la tarifa 6.1 TD. Esta tarifa consta **de 6 períodos y precios diferentes**, según diversos factores que definen estos períodos (hora del día, día del mes y mes del año). La siguiente tabla muestra los precios en los diferentes períodos:

Tabla 1. Precios de su tarifa por períodos. Fuente: Fábrica de estudio

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
COSTE ENERGÍA (€/kWh)	0,2220	0,2066	0,1873	0,1753	0,1677	0,1684

La siguiente tabla muestra la distribución de los diferentes períodos a lo largo del día y a lo largo del año de esta tarifa en concreto.

Tabla 2. Períodos Tarifa 6.1.TD Fuente: energigreen.com

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

##### 3.1.1 Análisis de consumos de red. Energía mensual

La siguiente tabla se muestra la energía activa mensual, siendo el total anual de 2.744.624,15 kWh.

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Tabla 3. *Energía consumida anual (kWh). Fuente: Fabrica de estudio*

	ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL (kWh)						TOTAL
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
ENERO	67.072,33	45.760,46	0,00	0,00	0,00	69.929,13	182.761,92
FEBRERO	102.132,42	72.464,34	0,00	0,00	0,00	91.782,60	266.379,36
MARZO	0,00	91.224,63	66.432,87	0,00	0,00	81.052,65	238.710,15
ABRIL	0,00	0,00	0,00	92.584,37	66.932,37	89.036,29	248.553,03
MAYO	0,00	0,00	0,00	92.912,02	66.388,55	95.055,51	254.356,08
JUNIO	0,00	0,00	91.245,44	71.107,84	0,00	102.648,32	265.001,60
JULIO	87.731,84	66.307,84	0,00	0,00	0,00	105.516,80	259.556,48
AGOSTO	0,00	0,00	73.658,46	54.525,16	0,00	93.984,58	222.168,20
SEPTIEMBRE	0,00	0,00	81.987,57	62.131,23	0,00	89.764,29	233.883,09
OCTUBRE	0,00	0,00	0,00	82.093,68	61.867,76	105.349,68	249.311,12
NOVIEMBRE	0,00	62.593,59	39.905,92	0,00	0,00	75.479,99	177.979,50
DICIEMBRE	48.412,55	33.261,41	0,00	0,00	0,00	64.289,65	145.963,62
<b>TOTAL</b>	<b>305.349,14</b>	<b>371.612,28</b>	<b>353.230,26</b>	<b>455.354,30</b>	<b>195.188,68</b>	<b>1.063.889,49</b>	<b>2.744.624,15</b>

### 3.1.2 Análisis de consumos de red en horas solares (HS). Energía mensual

La instalación solar fotovoltaica busca cubrir al máximo posible el consumo en horas solares, ya que son las horas de la generación de la energía. En la siguiente tabla se muestra la energía activa mensual dentro de las horas solares, siendo el total anual de 1.306.530,74 kWh.

Tabla 4. *Energía consumida anual en horas solares (kWh). Fuente: Fabrica de estudio*

	ENERGÍA CONSUMIDA MENSUAL HS (kWh)						TOTAL
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
ENERO	42.221,12	29.288,84	0,00	0,00	0,00	18.436,28	89.946,24
FEBRERO	55.801,20	44.778,24	0,00	0,00	0,00	7.968,48	108.547,92
MARZO	0,00	50.837,22	40.771,71	0,00	0,00	6.334,02	97.942,95
ABRIL	0,00	0,00	0,00	51.283,73	51.148,86	8.717,77	111.150,36
MAYO	0,00	0,00	0,00	60.870,43	51.443,76	13.117,96	125.432,15
JUNIO	0,00	0,00	70.672,00	50.867,84	0,00	10.673,28	132.213,12
JULIO	78.554,24	45.983,36	0,00	0,00	0,00	12.294,40	136.832,00
AGOSTO	0,00	0,00	66.462,12	36.975,96	0,00	11.344,20	114.782,28
SEPTIEMBRE	0,00	0,00	64.604,61	44.564,31	0,00	9.074,52	118.243,44
OCTUBRE	0,00	0,00	0,00	55.663,44	43.809,00	13.583,00	113.055,44
NOVIEMBRE	0,00	35.990,45	31.327,73	0,00	0,00	23.563,12	90.881,30
DICIEMBRE	29.306,13	20.676,97	0,00	0,00	0,00	17.520,46	67.503,55
<b>TOTAL</b>	<b>205.882,68</b>	<b>227.555,07</b>	<b>273.838,17</b>	<b>300.225,71</b>	<b>146.401,62</b>	<b>152.627,49</b>	<b>1.306.530,74</b>

Se puede observar que el consumo de la fábrica en horas solares representa un 47.6% del consumo total, por lo que más de la mitad de la demanda de energía es en horas no solares. Esto significa que la empresa opta por aprovechar la noche y continuar realizando procesos de alto consumo. Como se ha comentado en el apartado anterior, la fábrica está en funcionamiento todo el día. Por lo que se puede suponer que la empresa tiene un convenio con sus trabajadores para que le salga rentable la diferencia de lo que ahorra con el coste de la energía por la noche (período 6, el más barato) y el coste adicional de que haya trabajadores trabajando de noche.

A continuación, se adjunta una gráfica de la evolución del consumo con los meses.

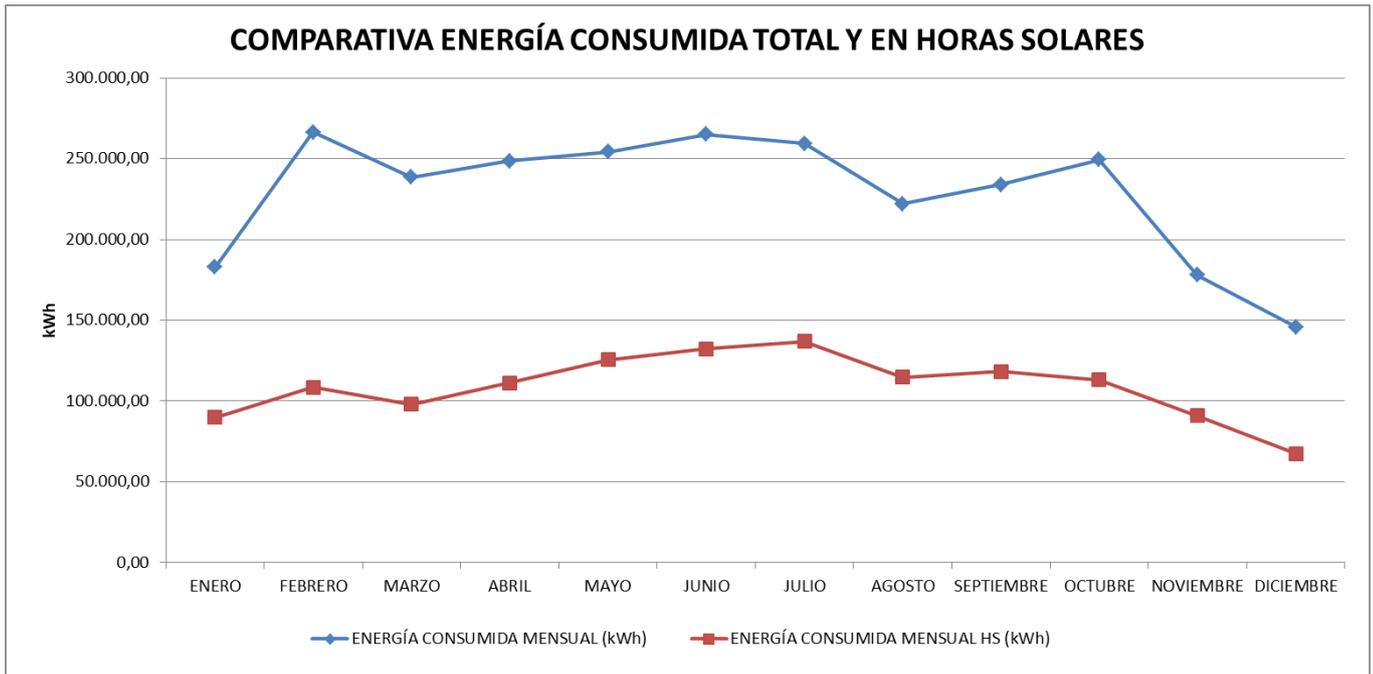


Figura 5. Comparativa energía consumida total y en horas solares. Fuente: Propia

En la tabla se aprecia que cuando más se consume es en los meses de verano, siendo los de menos consumo los de invierno. Se buscará dimensionar el campo de forma que la generación eléctrica se acerque y acople lo máximo posible a la demanda haciendo uso del terreno disponible en la empresa.

## 3.2 ESTUDIO DEL TERRENO ÚTIL

### 3.2.1 ANÁLISIS DE LA PARCELA

La fábrica cuenta con dos amplias parcelas de más de **7.000m<sup>2</sup>**. La primera es un terreno inutilizado, el cual se utilizará para instalar los módulos fotovoltaicos. La segunda es donde se emplaza la nave y por donde acceden y transitan los camiones en la fábrica, lo que imposibilita la instalación de paneles.

Para conocer el espacio que se puede utilizar para los módulos se debe tener en cuenta el retranqueo respecto del perímetro con las calles y los vecinos colindantes. Para la instalación de los módulos se mantendrá una separación de 5 metros.



Figura 6. Separación respecto del perímetro de la parcela. Fuente: GoogleEarth

Las  $\frac{3}{4}$  del perímetro de las parcelas de la instalación, pertenecen a aceras y viales, como se muestra a la imagen siguiente:



Figura 7. Aceras y viales colindantes. Fuente: GoogleEarth

La  $\frac{1}{4}$  parte del perímetro restante, pertenece a la parcela del vecino colindante.

Una vez analizados los límites de la parcela, se debe estudiar si toda la superficie es aprovechable. En ella hay un depósito de almacenamiento de GNL (Gas Natural Licuado) por lo que se dejará cierta distancia sin instalar módulos alrededor del mismo (5 metros). También se debe

dejar un área libre de paneles por si en determinado momento es necesaria esa zona para algún proceso o simplemente ampliar almacenamiento.



Figura 8. Área libre de paneles. Fuente: GoogleEarth

Después de conocer las zonas de la parcela donde no se pueden instalar paneles y la separación respecto del perímetro colindante con las calles y los vecinos, se obtiene la **superficie útil** en la cual irán instalados los paneles.

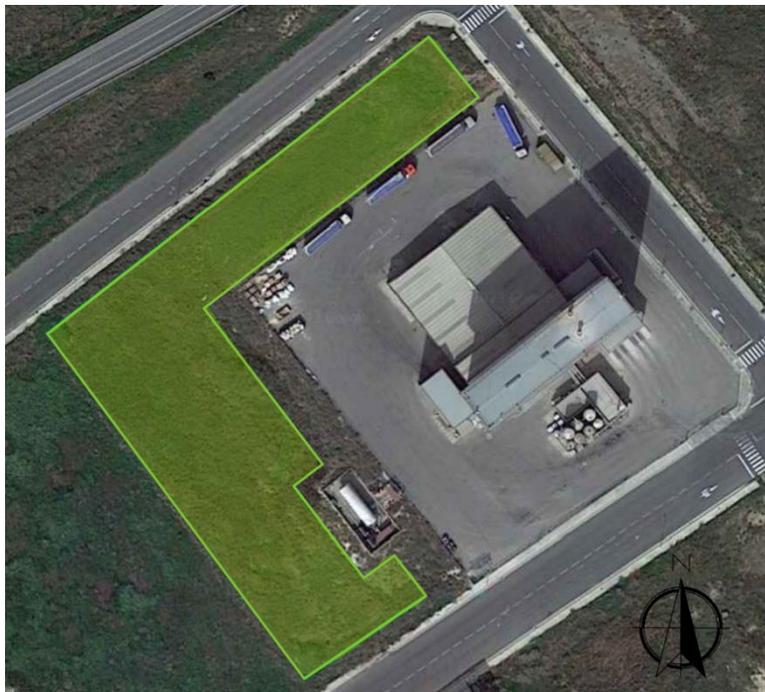


Figura 9. Superficie útil para la instalación de paneles. Fuente: GoogleEarth

Finalmente, se ha pasado de una superficie total de la parcela de 7.000 m<sup>2</sup> a una **superficie útil de 5.000 m<sup>2</sup>**.

### 3.2.2 ESTUDIO DE SOMBRAS

Para empezar un diseño de una instalación solar fotovoltaica, de los primeros factores a estudiar son las **sombras** que se pueden producir **en la ubicación** donde se quieren instalar los módulos, analizando los elementos que puedan generar sombrar. Se dan casos donde diferentes obstáculos proyectan una sombra de gran tamaño y reducen en gran porcentaje la generación.

La base de este estudio reside en conocer las zonas que pueden quedar con sombras y en qué momentos del día y temporada del año se dan. De esta manera se puede valorar si **merece la pena instalar módulos en esas zonas** y calcular la generación de la fábrica teniendo en cuenta las pérdidas debidas a las sombras.

En el caso de la ubicación de este diseño, no existen instalaciones alrededor de la parcela ajenas a la fábrica que le puedan causar sobras. Lo que se debe tener en cuenta es la propia nave de la empresa. La sombra producida por la nave en el terreno donde irán situados los módulos fotovoltaicos se estudiará mediante el programa **SketchUp Pro**. En este programa se pueden visualizar y diseñar modelos tridimensionales, es utilizado habitualmente para modelados de arquitectura, ingeniería civil, diseño industrial, etc.

Para realizar el estudio de sombras con este programa se ha modelado la nave de la empresa y el terreno. Seguidamente, introduciendo la ubicación geográfica de la fábrica, te permite observar las sombras que se producirán en función de la hora, el día y el mes del año.

La parcela donde se instalarán los paneles se encuentra al Oeste de la nave de la fábrica. Sabiendo que el sol sale por el Este, se observa que solo se pueden producir sombras en las horas de la mañana. Para comprobar esta afirmación, se procede a realizar el modelo en SketchUp Pro y simular las sombras producidas en función de las horas y las estaciones del año.

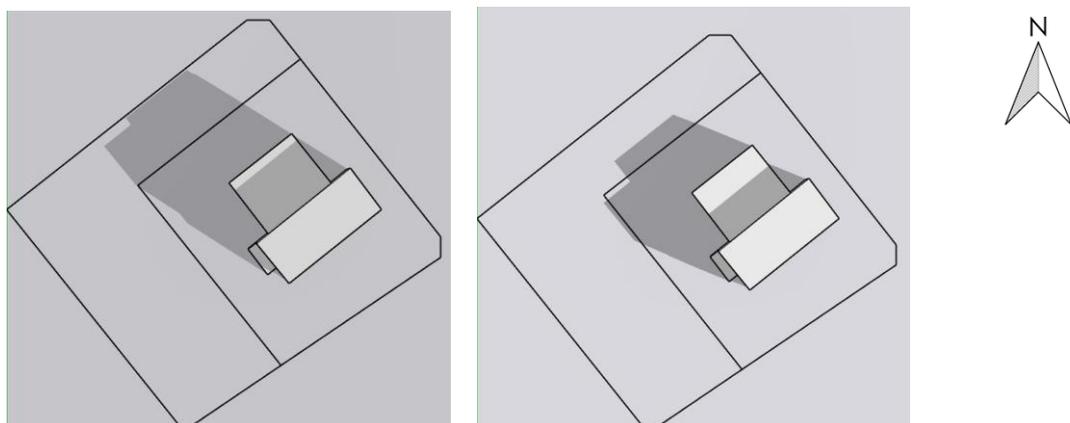


Figura 10. Sombras producidas por la nave a la hora del amencer. Estaciones de invierno (izqd.) y otoño (der.).  
Fuente: SketchUp Pro

Como era de esperar, la estación más desfavorable es invierno, en la cual el Sol está más bajo en el cielo, por tanto, generando más sombras. Se observa que solo se produce sombras en el terreno de los paneles a primera hora del día en los meses de invierno (se ha simulado a las 7:30 horas de la mañana) hasta alrededor de las 10:00 horas de la mañana, cuando la sombra ya no da en el terreno.

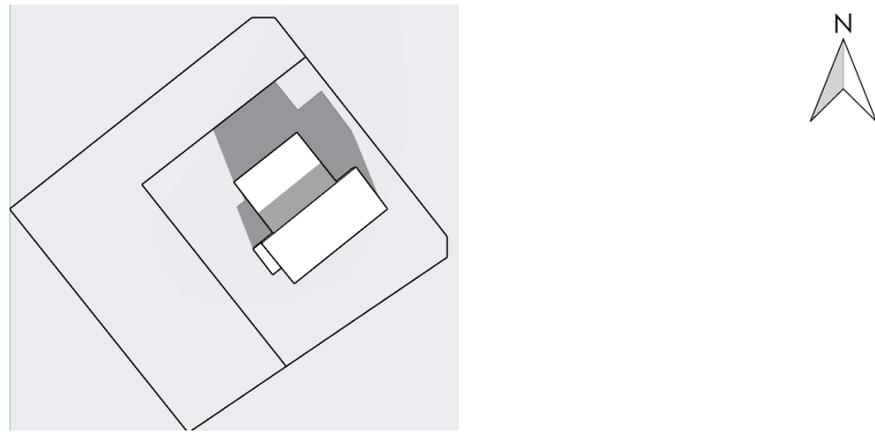


Figura 11. Sombra a las 10:00 de la mañana, invierno. Fuente: SketchUp Pro

Por tanto, solo existen sombras en la superficie de los módulos durante un par de horas en la mañana de los meses de invierno. Además, la zona donde se produce el sombreado representa una pequeña parte de toda la superficie útil.

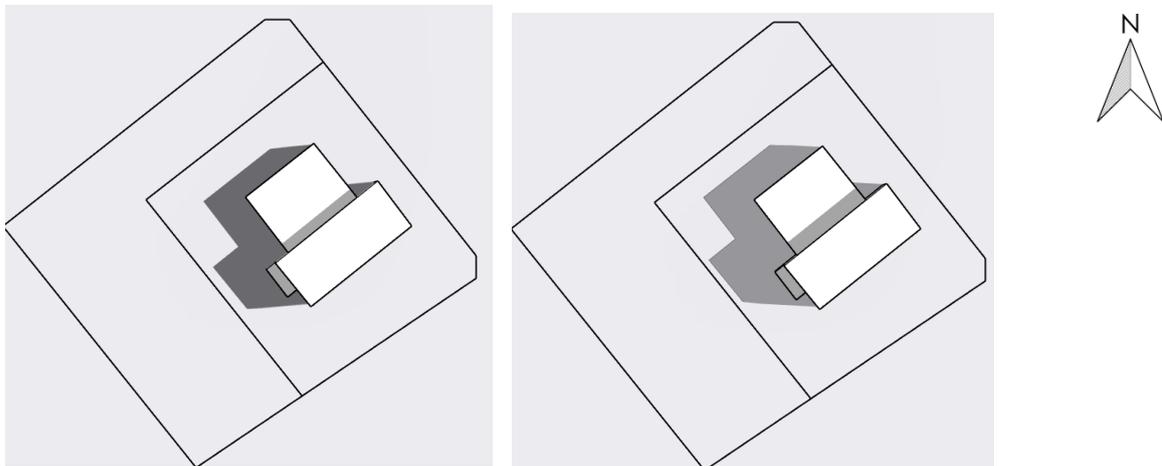


Figura 12. Sombras 7:30 horas de la mañana. Primavera (izqd.) y Verano (der.). Fuente: SketchUp Pro

En los meses de estas estaciones no se produce ninguna sombra sobre la superficie del terreno.

Finalmente, después de realizar el estudio de sombras de la instalación solar fotovoltaica, se opta por mantener la superficie útil supuesta en el apartado 3.2.1, ya que solo se produce sombra sobre el terreno un par de horas en la mañana en invierno. A parte, esas horas por la mañana coinciden con las horas solares del día de menor irradiación y por tanto, cuando menos afecta a la producción de energía.

El porcentaje de pérdidas en la producción de energía debidas a sombras se calculará mediante el programa HelioScope, el cual se explicará más adelante.



## 4 ESTUDIO DEL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

En las instalaciones fotovoltaicas los **módulos fotovoltaicos** son los encargados de recibir la radiación solar y transformarla en energía eléctrica, por ello, es un equipo que se debe seleccionar correctamente, ya que definirá la planta.

Este diseño es una instalación de gran **número de módulos**, debido al alto consumo que se busca cubrir. Esto hace que el precio de los módulos sea muy importante, una diferencia no muy grande de **precio** acarrea un aumento o reducción muy grande en el presupuesto final. También se debe considerar las **dimensiones** de las placas, a menos tamaño de placa más placas se pueden instalar.

Además, relacionado con el número necesario de módulos se tiene la **eficiencia** y la **potencia pico**, muy necesarias para conocer y dimensionar la instalación para cubrir la demanda de la fábrica.

La **eficiencia** hace referencia al porcentaje de irradiación solar que capta el módulo y que se convierte finalmente en electricidad.

En una instalación de gran número de módulos como es el caso, también es interesante el número de módulos que se puedan instalar por *string* (*paneles conectados en serie*), esto lo determinará la tensión de salida, ya que si esta tensión es mayor, las series serán de menos módulos, lo que aumenta el número de *strings*, lo que a su vez, aumentará el cableado y el mantenimiento.

Comparando los diferentes modelos interesantes de las marcas de paneles solares más importantes hoy en día debido a sus prestaciones, se opta por módulos fotovoltaicos **RISEN RSM110-8-545**. Estos módulos tienen unas características muy similares a su competencia (JINKO SOLAR, JA SOLAR, LONGI SOLAR) en cuanto a potencia, ya que todos tienen modelos con las potencias (550 Wp, 450 Wp, 540 Wp...); eficiencias todas alrededor del 21% y precios muy cercanos.

Lo que hace interesante y caracteriza a este modelo de módulos fotovoltaicos es su baja tensión de salida en comparación con la competencia. Los módulos RISEN tienen una tensión de máxima potencia de alrededor de 31 V y el resto de marcas para las mismas potencias superan los 41V. Esta diferencia en la tensión de salida conlleva una diferencia de unos 20 *strings* para una instalación del tamaño de la estudio.

### 4.2 RECURSO SOLAR

La cantidad de energía que pueden suministrar los módulos fotovoltaicos depende directamente de la **cantidad de radiación solar** que llega a la superficie donde se encuentran los módulos.

Debido a esto, es de gran importancia conocer los patrones de esta radiación en la localización, así como la **intensidad y duración de la luz solar, la inclinación, la dirección y las sombras producidas**.

Conociendo estos factores, se puede diseñar el campo fotovoltaico de manera óptima, la **orientación, la inclinación y la ubicación de los módulos**.

Con todo esto se puede calcular la **generación esperada** de una planta en específico, siendo algo esencial para conocer la rentabilidad de la misma.

### 4.3 NÚMERO Y DISPOSICIÓN DE MÓDULOS

La fábrica de piensos presenta un consumo muy elevado, por lo tanto se debe explotar lo máximo posible la superficie útil de la que se cuenta.

Para estudiar el recurso solar en la localización de la empresa se hace uso de herramientas como **PVGIS** (Photovoltaic Geographical Information System) y **HelioScope**. El objetivo de estos programas es aportar información detallada sobre la generación de energía esperada de diferentes instalaciones fotovoltaicas en ubicaciones determinadas, de manera que se pueda optimizar la orientación y la inclinación de los módulos fotovoltaicos. Gracias a la cantidad de información meteorológica y climática que tienen, estas herramientas pueden proporcionar datos como:

- **Radiación solar** global y directa, lo que permite evaluar la energía solar disponible.
- **Producción eléctrica** esperada por la instalación a lo largo del año, en los diferentes meses. Todo ello en función de la **orientación y la inclinación** de los paneles.
- **Rendimiento** de la planta fotovoltaica.
- **Estadísticas climáticas**.

HelioScope, además, proporciona imágenes satélite y mapas topográficos que ayudan a la visualización, diseño de la instalación y análisis de sombreados. Respecto a los datos que el usuario puede introducir, HelioScope permite el diseño del sistema en 3D en la ubicación específica reflejada mediante imágenes satélite. Se puede introducir el módulo fotovoltaico en concreto y realizar una representación exacta de la planta con la orientación, inclinación deseadas y conociendo el número paneles posible. Este programa también te facilita las pérdidas por sombras debido a los obstáculos que pueda haber. En este caso, se ha modelado la nave para conocer las pequeñas pérdidas por sombreado que puede generar, y que ya han sido analizadas en el apartado 3.2.2 (Estudio de sombras).

Conociendo ambos programas se ha decidido utilizar HelioScope para analizar las diferentes posibilidades de orientación, inclinación, distribución y cantidad de módulos, en la superficie útil.

Con cada posible distribución se cogen la potencia pico instalada debida al número de módulos, la orientación y las pérdidas esperadas, estos datos se introducen en PVGIS con el objetivo de realizar las simulaciones de generación de energía y encontrar el diseño de la instalación más conveniente.

Para saber por qué simulación empezar, se calcula la **inclinación** respecto a la horizontal más adecuada, así como el **acimut**.

El **ángulo de acimut** se refiere a la orientación de los paneles solares respecto del Sur, en sentido horario o anti horario, siendo 0° cuando apuntan al Sur. En España, como se encuentra en Hemisferio Norte, la mejor orientación para los módulos fotovoltaicos es alrededor de 0°, esta asegura recibir la mayor cantidad de radiación solar directa a lo largo del día, los paneles miran al Sol cuando aporta mayor radiación, es decir, en las horas centrales. La imagen siguiente muestra lo descrito:

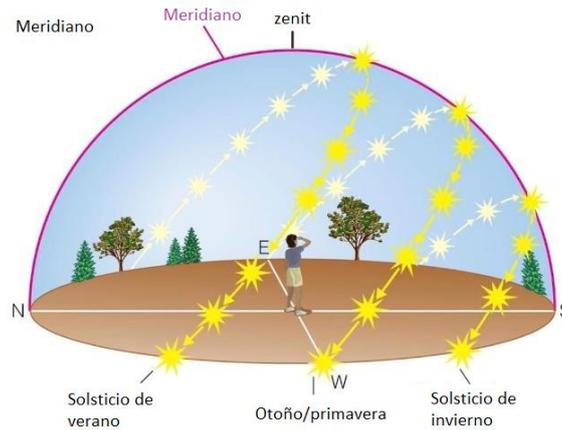


Figura 13. Trayectoria solar. Fuente: helioesfera.com

La **inclinación y el acimut** más adecuados en la ubicación se obtienen a partir de PVGIS. Para ello, se va a analizar la generación de energía en función del acimut y el ángulo de los módulos. No solo se observará la generación anual total (en kWh) en cada simulación, sino también la evolución de la producción en los diferentes meses.

A la hora de introducir los datos en el PVGIS, se escoge una potencia instalada de 1kWp, unas pérdidas del sistema del 17%. Para la variación del acimut, se escoge un ángulo fijo de 37°. Con estos valores se obtiene el siguiente análisis:

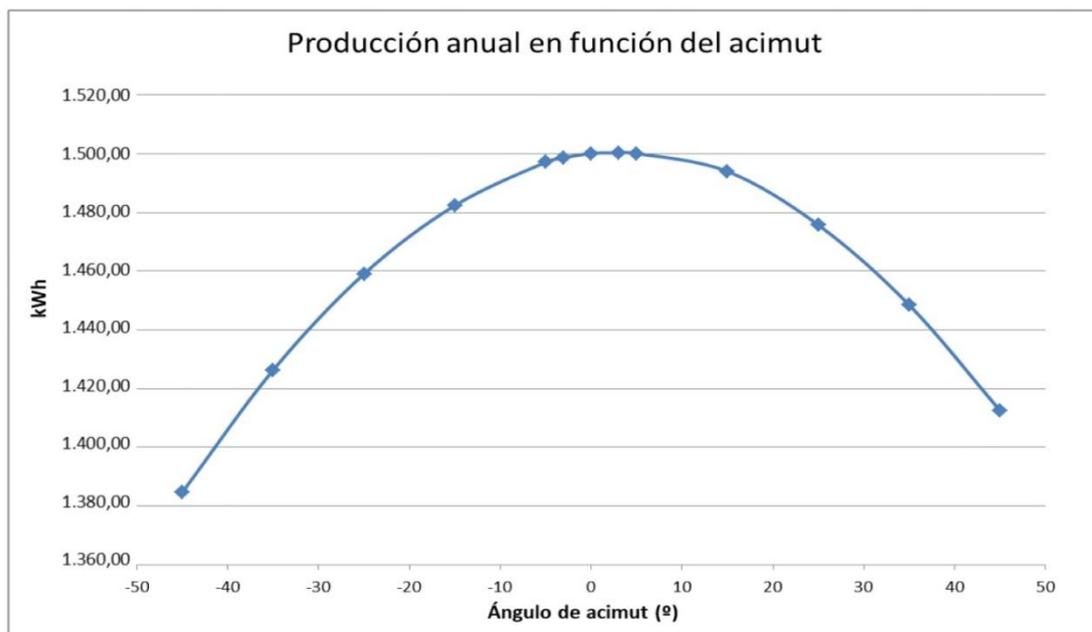


Figura 14. Producción anual en función del acimut. Fuente: PVGIS

En este gráfico se aprecia lo explicado en la *Figura 10*, conforme el **ángulo de acimut se acerca a 0°** la producción va aumentando debido a que reciben una mayor exposición solar a lo largo del día. En el caso de esta ubicación en concreto, el acimut más favorable respecto una mayor generación anual **es 3°**. Ahora se debe analizar la evolución a lo largo de los meses.

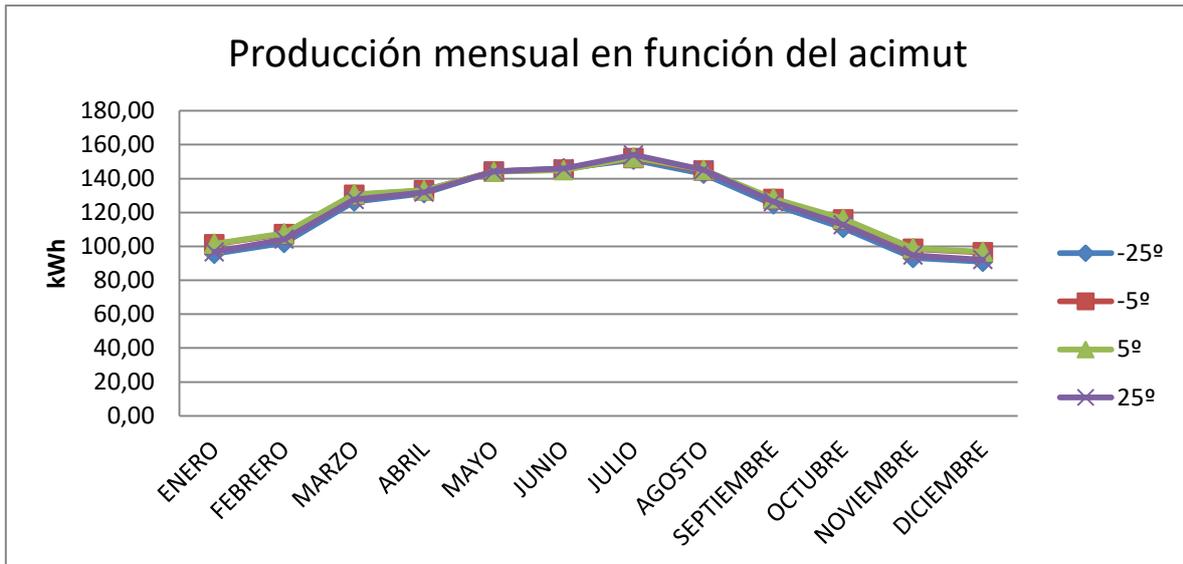


Figura 15. Producción mensual en función del acimut. Fuente: PVGIS

Observando este gráfico se llega a la conclusión que no existe un cambio de tendencia de la generación a lo largo de los meses en función del acimut.

A continuación, se realiza el mismo análisis pero con la variación en la inclinación de los módulos. En este caso, para todas las diferentes inclinaciones supuestas, se escoge el **ángulo de acimut óptimo** calculado anteriormente ( $3^\circ$ ) y se mantiene la potencia instalada y el porcentaje de pérdidas del sistema.

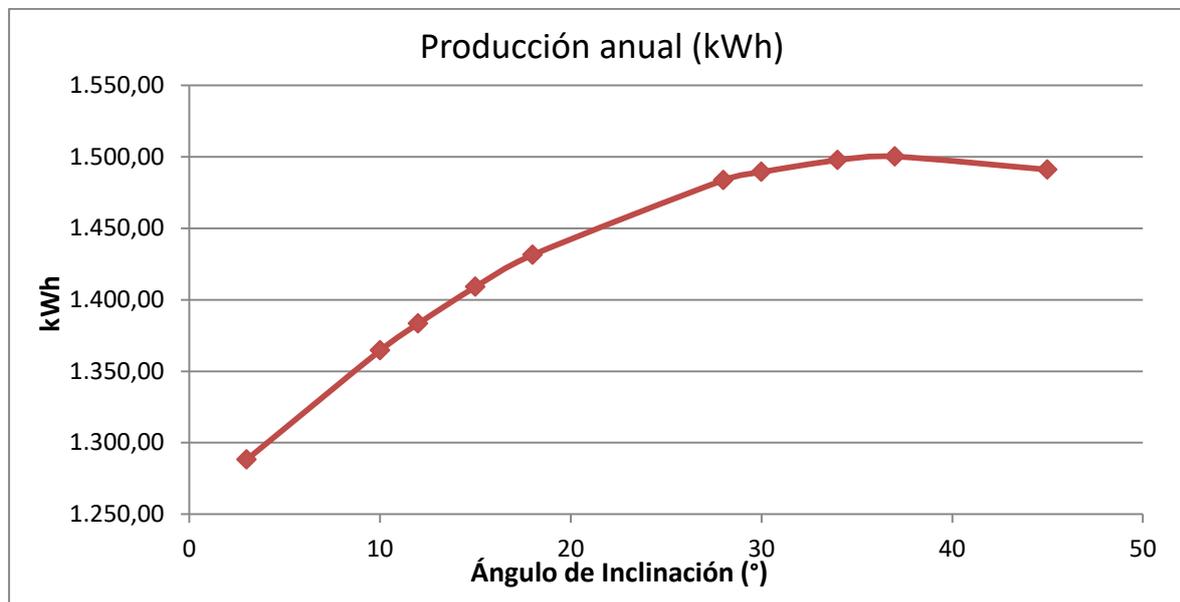


Figura 16. Producción anual en función de la inclinación del módulo. Fuente: PVGIS

Este gráfico muestra que la inclinación óptima respecto a maximizar la producción anual es un ángulo de  $37^\circ$  y conforme se aleja este ángulo también se ve reducida la generación. Esto significa que con esta inclinación los módulos captan la luz solar de forma más efectiva, más directa.

Un ángulo de  $37^\circ$  es complicado a la hora de conseguirlo, en el caso de esta instalación se utilizarán soportes de hormigón prefabricado (como se explicará en su apartado correspondiente),

debido a esto se analizan las inclinaciones que permitan dichos soportes, es decir, ángulos de 3°, 12°, 18°, 28° y 34°. Seguidamente se muestra la evolución de la producción mensual a lo largo del año:

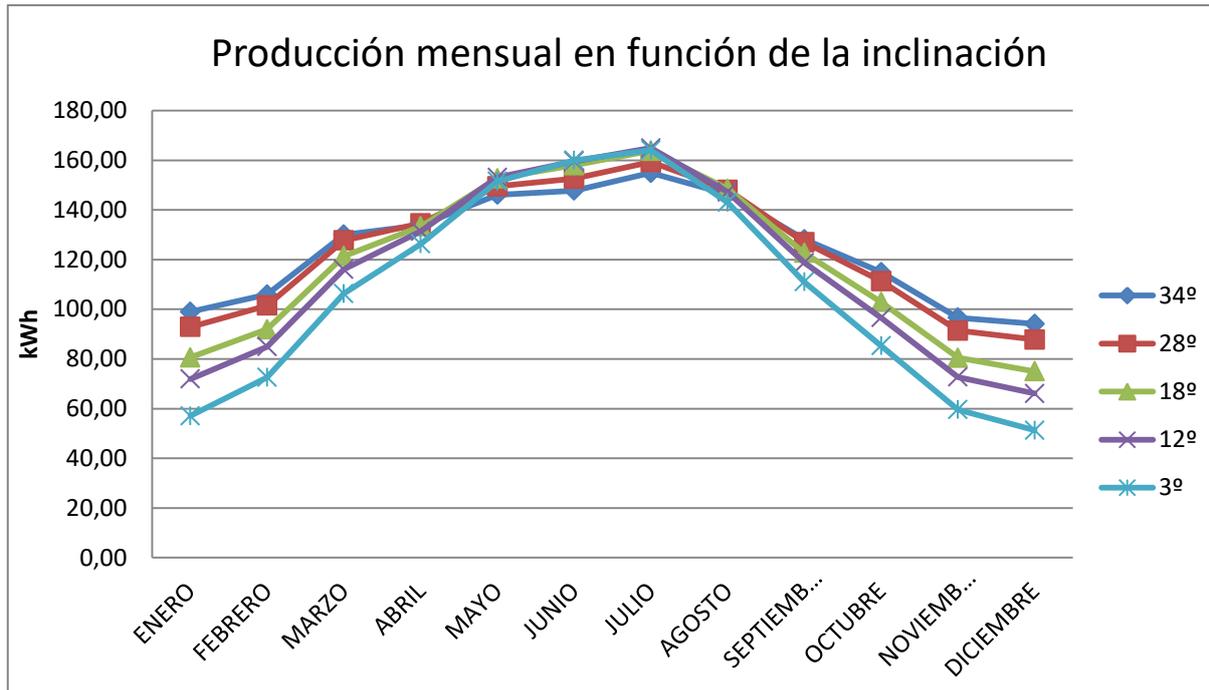


Figura 17. Producción mensual en función de la inclinación del módulo. Fuente: PVGIS

A diferencia de lo que sucede con la variación del acimut, se observa un claro **cambio de tendencia** en la producción mensual en **función de la inclinación de los módulos**. Conforme menor inclinación tiene los módulos, la producción en los meses de verano aumenta y en los meses de invierno disminuye; conforme aumenta la inclinación, la producción es más estable a lo largo del año. Esto se debe a que el sol está más alto en el cielo en los meses veraniegos, por lo que paneles sin inclinación será los que mayor radiación directa reciban, en cambio, en invierno el sol está más bajo en el cielo y los paneles sin inclinación serán los que menos radiación directa reciban y por tanto los que menos produzcan. La *Figura 10* ayuda a entender esta afirmación.

Finalmente, se concluye que en las coordenadas geográficas de la instalación los valores más favorables de acimut e inclinación son:

- **Ángulo de acimut (°): 3°**
- **Ángulo de inclinación óptima (°): 34°**

Estos serán por los que se empezará a estudiar cual es el diseño elegido para la instalación. Que sean los **más favorables en estas coordenadas no significa que sean los escogidos** para la instalación, ya que se deberán seleccionar los que mejor se adapten a la fábrica del estudio, dependiendo del criterio utilizado, en función de la superficie útil de la que se cuenta y de la demanda eléctrica que se busca cubrir y a la que la producción buscará acercarse.

#### 4.3.1 Distancia entre módulos

Para poder realizar las distribuciones en el terreno se debe conocer la **separación mínima entre las filas** de los módulos fotovoltaicos. Esta separación debe asegurar un mínimo de 4 horas de sol en el solsticio de invierno, el día más desfavorable del año. Esta distancia está especificada en el

pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE y sigue la siguiente fórmula:

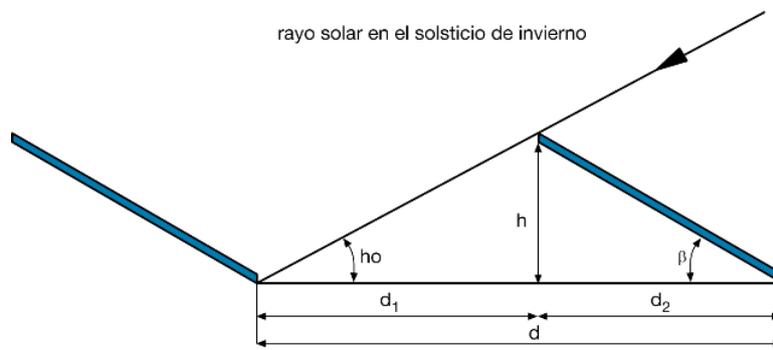
*Ecuación 1: Distancia mínima entre filas*

$$d_1 = h \times k \quad ; \quad k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \textit{latitud})}$$

Dónde:

- $h$  = proyección vertical del panel (uds. longitud).
- $\textit{latitud}$  = latitud de la ubicación (grados).
- $d_1$  = distancia entre el final de la fila y el inicio de la siguiente. (uds. de longitud).
- $k$  = coeficiente adimensional en función de la latitud.

Se tiene la siguiente representación gráfica:



*Figura 18. Distancia entre módulos. Fuente: Eficienciaenergética*

Para conocer “ $h$ ” simplemente se debe aplicar trigonometría correctamente y tener en cuenta si la disposición de los paneles es **vertical u horizontal**, ya que viene definida por la ecuación siguiente:

*Ecuación 2: Altura del panel*

$$h = \textit{sen}(\beta) \times h_{\textit{panel}}$$

Dónde:

- $\beta$  = ángulo de inclinación del panel respecto de la horizontal.
- $h_{\textit{panel}}$  = longitud del panel (el largo si está en vertical y el ancho si está en horizontal).

Una vez sabiendo cómo calcular la distancia entre paneles se procede a realizar las simulaciones.

#### 4.3.2 1º SIMULACIÓN: Inclinación=34° Acimut= 3°

Para 34° de inclinación y en disposición horizontal (única disposición permitida por el soporte), se calcula la separación mínima entre paneles:

Tabla 5. Separación mínima entre filas para módulos en horizontal a 34°. Fuente: Propia

DIMENSIONES (mm <sup>2</sup> )	DISPOSICIÓN	INCLINACIÓN (°)	LONGITUD (mm)	ALTURA (mm)	COEFICIENTE k	SEPARACIÓN FILAS (mm)
2384x1096	Horizontal	34	1096,00	612,88	2,67	1638,22

Se procede a la representación en HelioScope para conocer la distribución que aprovecha al máximo la superficie útil.

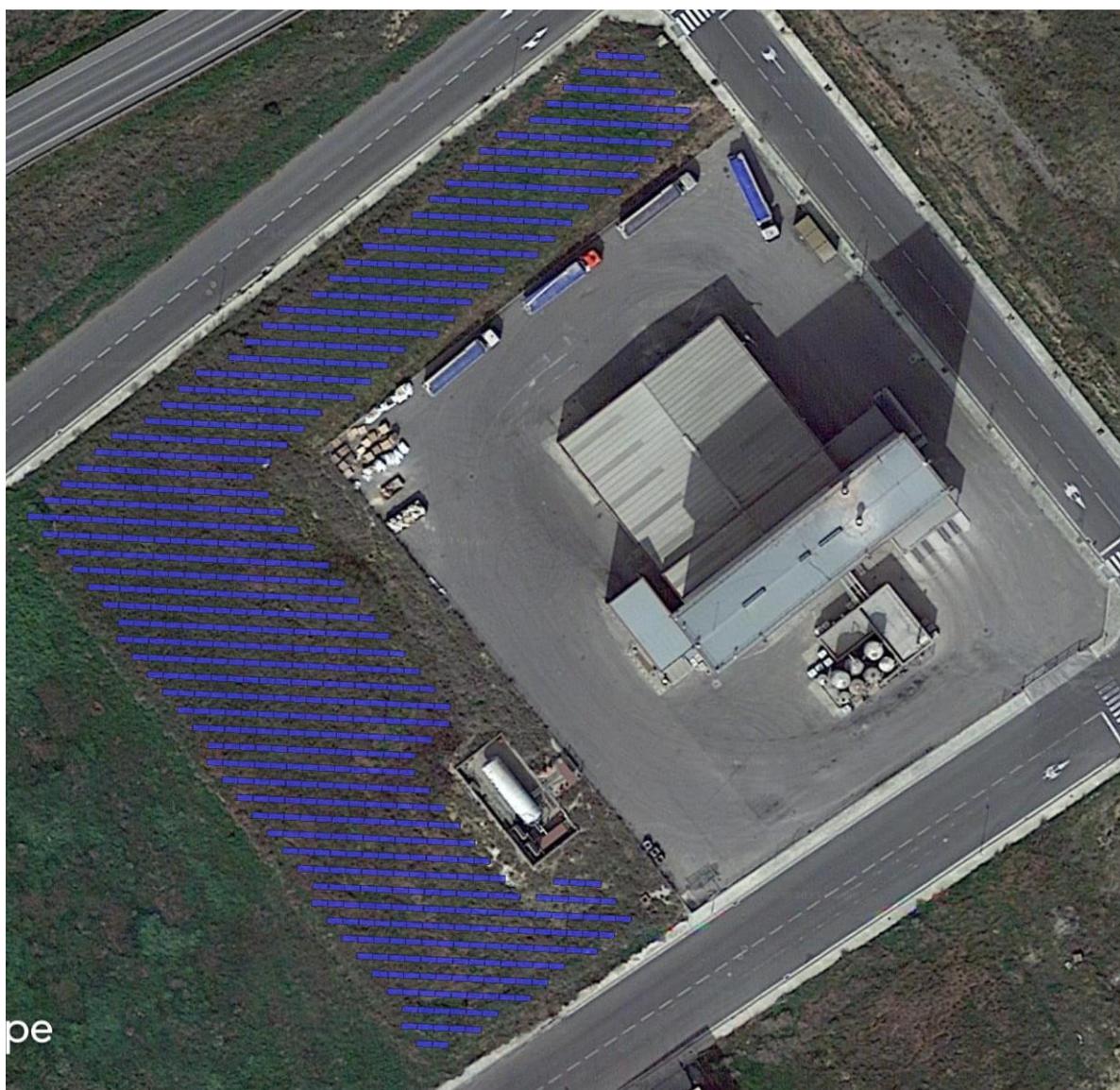


Figura 19. Planta de la fábrica 1º Simulación mediante HelioScope.

Una vez conocidos los módulos que se pueden instalar en el terreno, **743 módulos** fotovoltaicos (RSM110-8-545BMDG), es decir, una potencia pico instalada de **404.935 Wp**, se puede realizar la simulación mediante PVGIS para conocer la producción anual esperada de este diseño. Los datos a introducir son la potencia pico, la inclinación, la acimut y el porcentaje de pérdidas.

El porcentaje de pérdidas del sistema se considera un 17% de la producción. Este porcentaje de pérdidas supuestas está dividido en un 3,5% de pérdidas por ensuciamiento, 1,5% por pérdidas en los conductores, 1,5% por la eficiencia del inversor. También se ha tenido en cuenta la pérdida de eficiencia del módulo mismo, esto se especifica en la ficha técnica, con un gráfico que muestra como disminuye la eficiencia a lo largo de los 25 años de vida útil. Para la simulación se ha tomado la eficiencia a los 15 años, es decir, un 10% menos de eficiencia. Finalmente, se añaden las pérdidas por sombras obtenidas con el modelado mediante HelioScope, que son un 0,5%.

La **producción anual** esperada de este diseño es de **606,519 MWh**, muy alejada del consumo que se pretende cubrir. Esta distribución tiene la inclinación óptima de los módulos, pero debido a las sombras que se producen entre ellas la separación que se ha tenido que poner entre las filas es demasiado grande, lo que reduce mucho el número de módulos que se pueden poner y por tanto la producción.

Para reducir esta distancia y aumentar el número de módulos, se reduce la inclinación a 18° y así analizar la producción. Aunque se sabe que el rendimiento (kWh/Wp) de la instalación se reducirá, esta relación se estudiará más adelante.

#### 4.3.3 2ª Simulación: Inclinación= 18° Acimut= 3°

Disminuyendo el ángulo se reduce la distancia entre módulos, por lo que se pueden instalar más paneles.

Con este ángulo de inclinación los soportes permiten una disposición vertical u horizontal. La diferencia entre estas disposiciones es que en vertical, en cada fila de paneles caben más módulos, pero hay menos filas, ya que aumenta la separación entre ellas y en horizontal hay menos módulos por fila, pero caben más filas. Como al final, el número de paneles que se pueden instalar es el mismo, se opta por la disposición vertical, ya que habiendo más separación entre filas hay más espacio para trabajar en ellas más cómodamente. En este caso la separación mínima entre filas es de 1.969,19 metros.

Tabla 6. Separación mínima entre filas para módulos en vertical a 18° Fuente: Propia

DIMENSIONES (mm <sup>2</sup> )	DISPOSICIÓN	INCLINACIÓN (°)	LONGITUD (mm)	ALTURA (mm)	COEFICIENTE k	SEPARACIÓN FILAS (mm)
2384x1096	Vertical	18	2384,00	736,70	2,67	1969,19

Seguidamente se muestra la distribución de la planta con estas características representada mediante HelioScope:

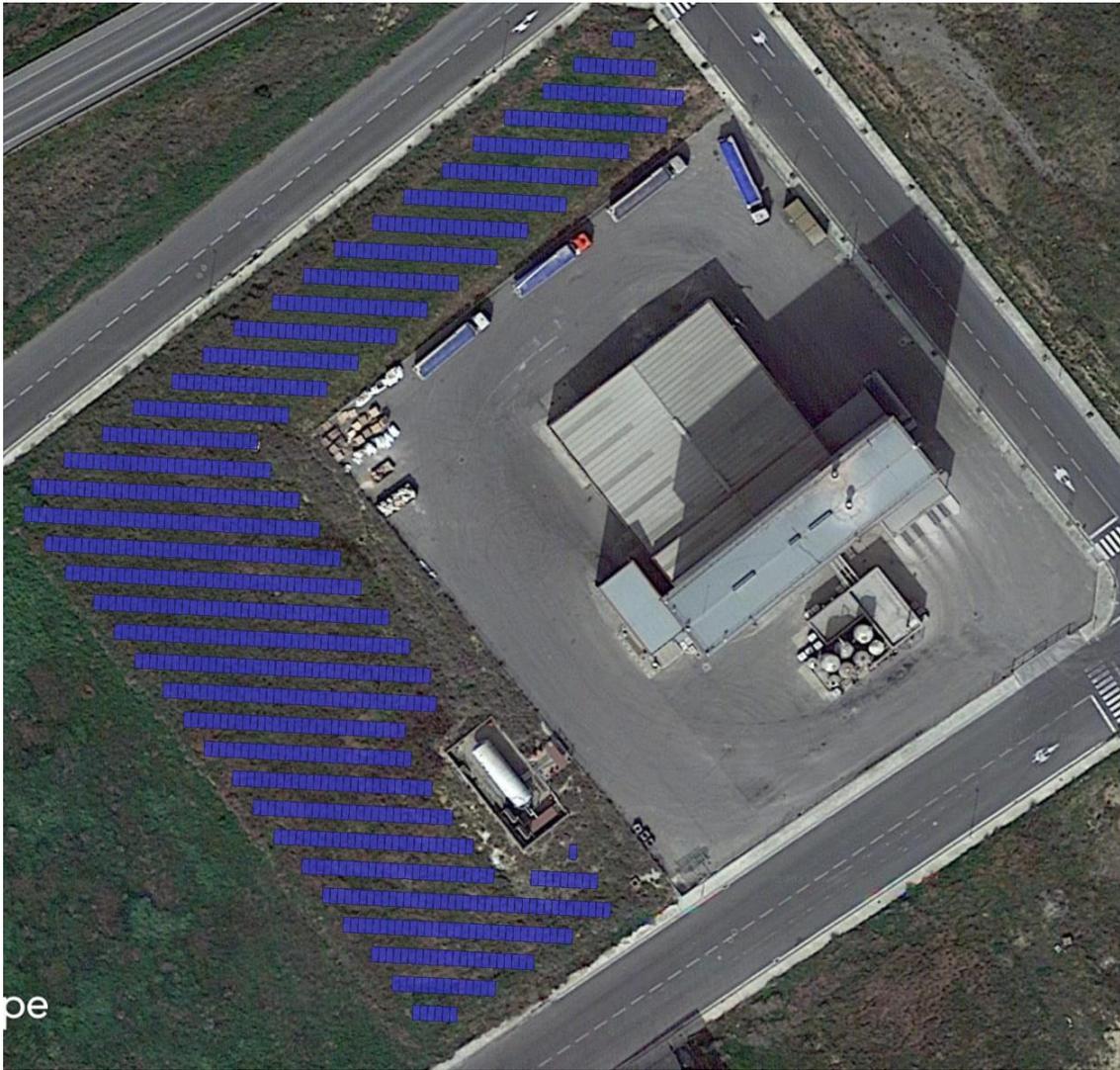


Figura 20. Planta de la fábrica 2ª Simulación mediante HelioScope.

En este caso, al reducir la inclinación se ha conseguido instalar un total de **938 módulos** fotovoltaicos (RSM110-8-545BMDG), es decir, una potencia instalada de **511.21 Wp**, 195 módulos más que no una inclinación de 34°.

A continuación, se realiza la simulación mediante PVGIS para conocer la generación de este diseño. La **producción anual** esperada de este diseño es de **731,8 MWh**, sigue alejada del consumo de los que se pretende cubrir. Observándose que no se va a poder cubrir la demanda, sigue buscando la distribución que aumente la generación lo máximo posible.

Para ello se decide probar **ocupando el mayor porcentaje de superficie útil posible**, es decir, llenando el terreno con paneles paralelos al suelo para que no generen sombra entre ellos. Pero estando paralelos al suelo no evacuarían la suciedad y el agua, por lo que se decide poner la mínima inclinación posible, 3°. Como están casi paralelos al suelo, se adapta el acimut a la forma de la parcela, de manera que quepan aún más paneles.

#### 4.3.4 3ª Simulación: Inclinación=3° Acimut=50°/-140°

Para este diseño se prueba a cambiar la orientación de los paneles, pasando de apuntar al sur 3°, a estar paralelos al perímetro de la parcela.

Se decide hacer agrupaciones de **16 módulos (4 filas x 4 columnas)**, para que los trabajadores puedan caminar entre la planta y si deben actuar sobre algún módulo no se tenga que mover un alto número de estos. En cada grupo de módulos, dos de las filas estarán enfocadas al suroeste (acimut 50°) y dos al noreste (acimut -140°), quedando la instalación como en la figura siguiente:

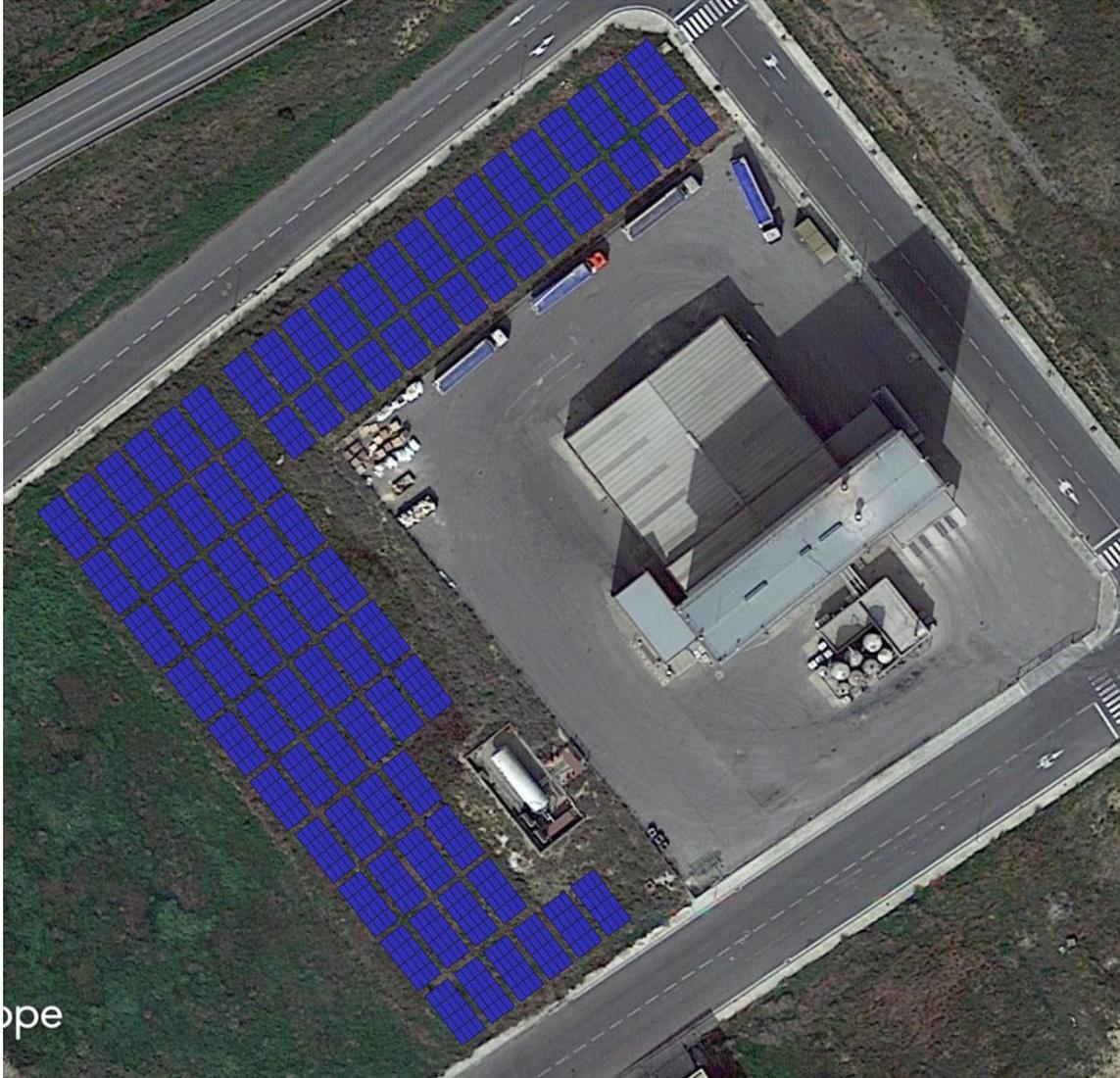


Figura 21. Planta de la fábrica 3ª. Simulación mediante HelioScope.

Con esta distribución se instalan **1.284 módulos** (RSM110-8-545BMDG) y una potencia pico de **699,8 kW**. El diseño con más módulos de los realizados. Al realizar la simulación mediante PVGIS se obtiene una producción esperada de **872,442 MWh**. Es el diseño que aporta una mayor generación, pero es la instalación con el menor rendimiento (kWh/Wp), por lo que se deberá estudiar si es la opción más conveniente para esta fábrica.

Se continua buscando un diseño diferente y se prueba con un diseño que mezcle la búsqueda de mayor número de placas posibles, que como se ha visto se obtiene la mayor generación, y una inclinación que capte más radiación directa.

#### 4.3.5 4ª Simulación: Dos áreas con diferente inclinación

Para este diseño se utilizan **dos inclinaciones diferentes**. Se divide la parcela en dos áreas diferentes, en el área del terreno alargada paralela a la calle colindante, se instalan módulos de la misma forma que en la 3ª Simulación, en agrupaciones de 16 paneles (4 filas x 4 columnas) y 12 paneles (3 filas x 4 columnas). En el segundo área, colindante al terreno vecino, se instalan módulos en disposición vertical con una inclinación de 18º, como la 2ª Simulación. Representando este diseño, la distribución de la instalación queda de la siguiente forma

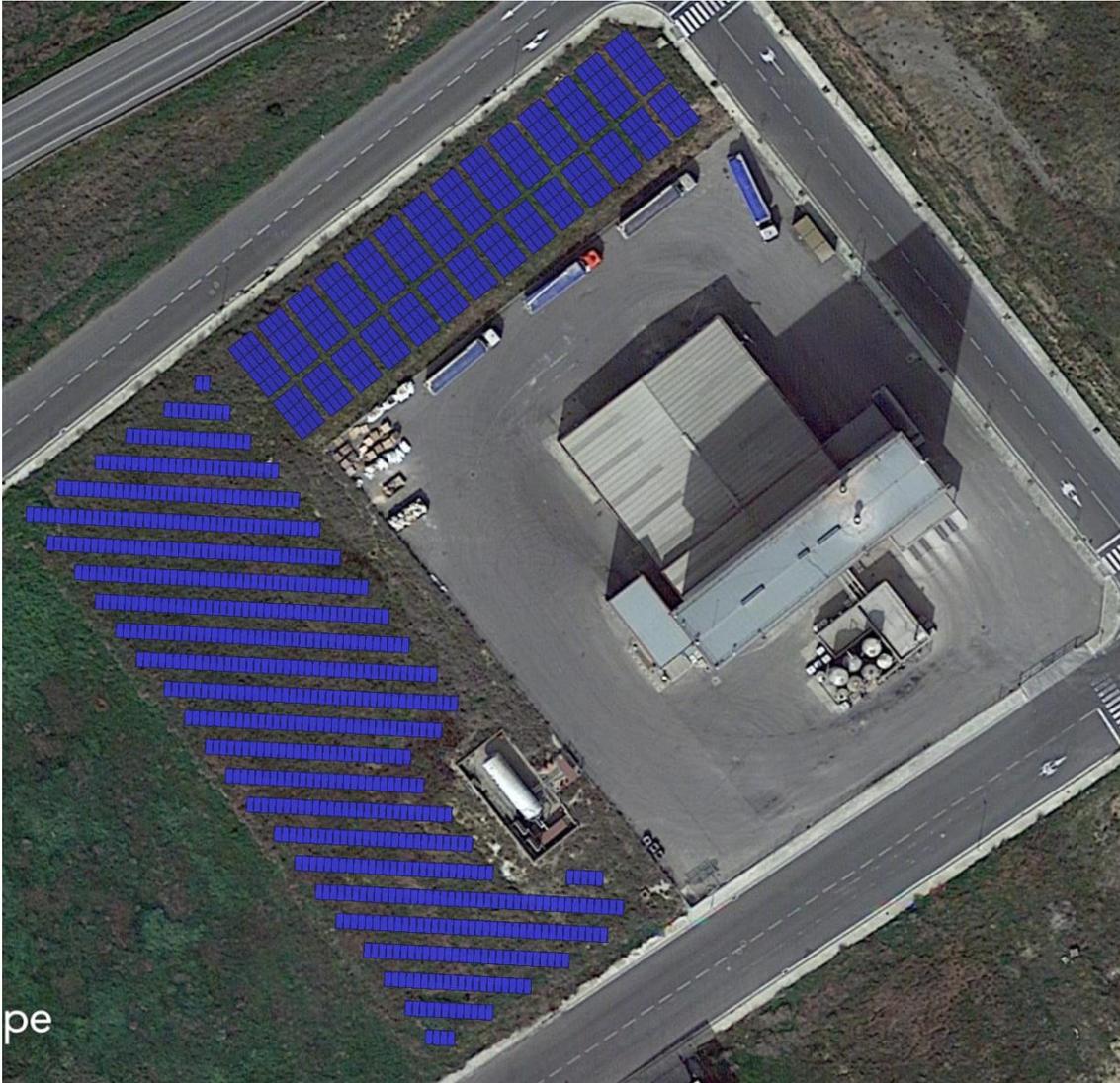


Figura 22. Planta de la fábrica 4ª Simulación mediante HelioScope.

En este caso, se pueden instalar un total de **1.079 módulos** con tres disposición diferentes, 196 con una inclinación de 3º y orientación suroeste, 196 con una inclinación de 3º y orientación noreste, y finalmente, 687 con inclinación de 18º y orientación sur (3º de acimut). Este diseño aporta una potencia pico instalada de **588.055 Wp**. Después de introducir este diseño en PVGIS se obtiene una generación anual esperada de **802,329 MWh**.

A continuación, se estudian las diferentes alternativas de diseño para elegir la distribución más conveniente para esta instalación fotovoltaica.

#### 4.3.6 Estudio de alternativas de diseño y elección de la más conveniente

Primero se realiza una tabla resumen de las 4 simulaciones para ver observar las diferencias:

Tabla 7. Resumen de las simulaciones. Fuente: Propia

	1ª SIMULACIÓN	2ª SIMULACIÓN	3ª SIMULACIÓN	4ª SIMULACIÓN	
	Inclinación=34° Acimut=3°	Inclinación=18° Acimut=3°	Inclinación=3° Acimut=50°/-140°	Inclinación=3° Acimut=50°/-140°	Inclinación=18° Acimut=3°
ÁREA proyct/mód (m <sup>2</sup> )	2,17	2,48	2,61	2,61	2,48
Nº Módulos	743	938	1.284	392	687,00
ÁREA pro,total (m <sup>2</sup> )	1.610,12	2.330,58	3.350,70	2.729,90	
Porcentaje de área útil	32,20%	46,61%	67,01%	54,60%	
Potencia instalada (Wp)	404.935,00	511.210,00	699.780,00	588.055,00	
Generación Anual (kWh)	606.519,15	731.798,74	872.441,95	802.329,53	
Porcentaje de demanda	46,42%	56,01%	66,78%	61,41%	
Horas equi. (kWh/Wp)	1.497,82	1.431,50	1.246,74	1.364,38	

Con esta tabla se observa claramente que cuanto mayor es la inclinación, menos se aprovecha la superficie útil con la que se cuenta, por ejemplo, la 3ª **simulación aprovecha el doble de superficie** que la primera. En cambio, con esta variación de la inclinación y el acimut, la **producción no se duplica** de la misma forma al disminuir su eficiencia.

Esto es debido a lo explicado en el apartado 5.3, en esta ubicación los valores óptimos de estas características son:

- Ángulo de acimut (°): 3°
- Ángulo de inclinación óptima (°): 34°

Todos los valores que se alejen de estos, se sabe que reducirán la eficiencia de la planta. Con los diferentes diseños se han observado alternativas que se alejan del acimut y del ángulo de inclinación óptimos, pero aumentan la producción (kWh) al poder instalar mayor número de paneles.

Para poder seleccionar de forma correcta entre las diferentes alternativas se deben analizar en función del objetivo de la empresa con el diseño de la planta.

El objetivo de esta instalación fotovoltaica es un **ahorro económico**, este ahorro viene ligado a la producción eléctrica por parte de la planta fotovoltaica, cuanto más genere, menos se demandará a la red, reduciendo los gastos de la empresa.

Como se ha mostrado en el apartado 3.1 (Estudio de la demanda), la empresa tiene una tarifa contratada que consta de **6 períodos y precios diferentes**, por lo que no solo importa la generación total de energía, sino cómo evoluciona esa producción a lo largo del año, ya que el **precio de la electricidad varía con los meses**. Habiendo meses donde la electricidad está a un precio mayor.

También se debe tener en cuenta que una mayor generación significa un mayor ahorro al demandar menos energía a la red, pero **esa mayor generación conlleva más cantidad de módulos**, soportes, inversores, etc. Es decir, un **aumento en el coste de la instalación**.

Teniendo todo esto en cuenta, se procede a realizar el estudio de todas las alternativas.

Primero se analiza la evolución de la producción anual de los diferentes diseños y también se compara con la demanda eléctrica a la red. La siguiente gráfica muestra esta evolución:

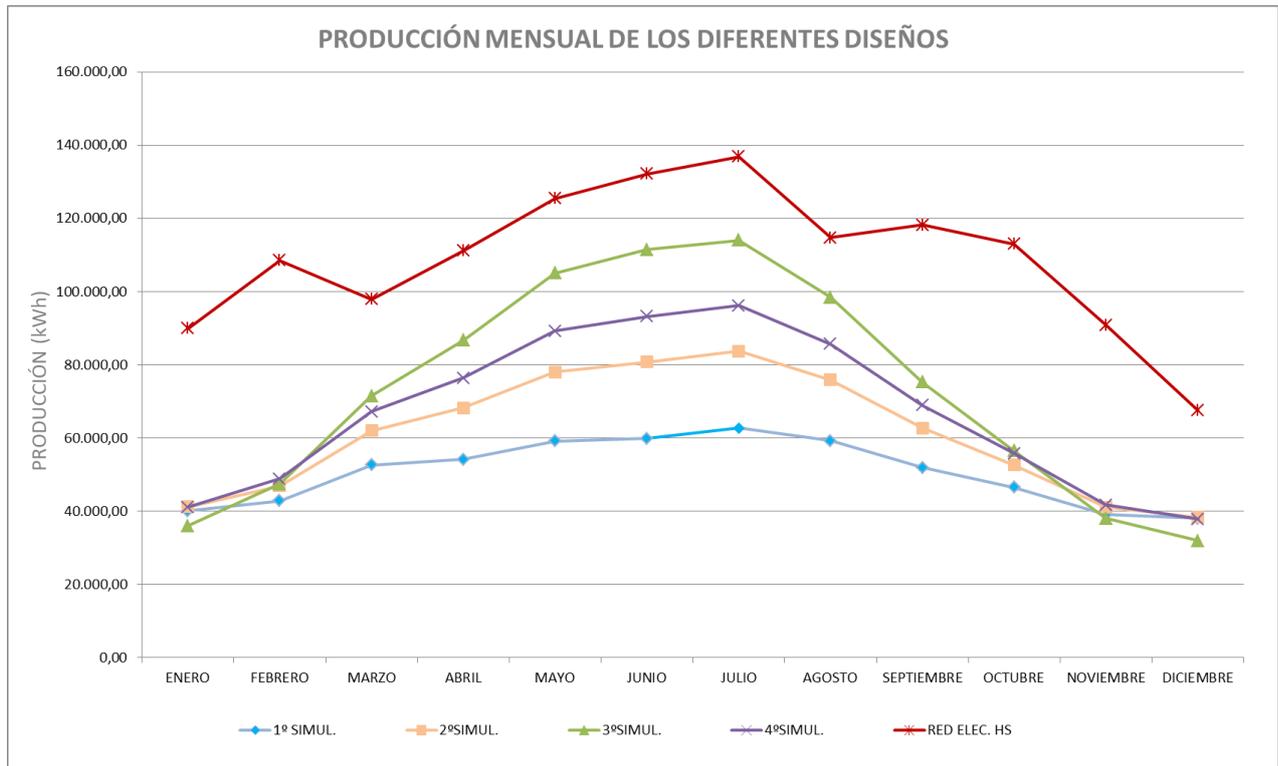


Figura 23. Comparativa de producción mensual de los diferentes diseños. Fuente: Propia

Mediante este gráfico se observa una clara tendencia esperada, conforme se aumenta la inclinación, acercándose a la inclinación óptima, la generación a lo largo de los meses es más uniforme (una línea más plana). La producción más uniforme la aporta la 1ª Simulación (34°), a medida que disminuye la inclinación, la producción en los meses de verano aumenta en gran medida. De forma similar, la generación en los meses de invierno disminuye, pero de manera menos significativa que lo que aumenta en verano. Esto es debido a que se instalan más módulos y a pesar de que pierdan eficiencia en invierno, al haber más, se sigue generando prácticamente lo mismo.

Después de observar esta gráfica y la tabla resumen, se decide **descartar la 1ª y 2ª Simulación**. Estas son las que mejor rendimiento (horas solares equivalentes) tienen, pero su producción es demasiado baja respecto de los diseños restantes.

La 3ª y 4ª simulación son las que más aprovechan la superficie útil y a su vez las que mayor generación tienen. Ninguna de ellas llega a cubrir la demanda en ningún momento por lo que no habrá excedentes.

Para continuar con el estudio, se va a analizar el ahorro económico anual de cada diseño. Para ello se utilizará la tarifa 6.1 TD que tienen contratada la empresa y se diferenciará tanto la demanda como la generación en los períodos correspondientes.

Haciendo uso de las tablas aportadas en el apartado 3.1 (Estudio de la demanda), se obtiene el **consumo total anual en cada periodo** de la tarifa en horas solares. A partir de esas tablas y sabiendo que no existe excedente y todo lo generado será autoconsumido, se puede aproximar también la energía autoconsumida aportada por la instalación fotovoltaica en cada periodo. De esta forma,

sabiendo el precio del kWh en cada período de la tarifa, se puede obtener el **ahorro económico anual** esperado gracias a la energía solar fotovoltaica.

Las siguientes tablas muestran conjuntamente el consumo total eléctrico anual en horas solares y **la energía autoconsumida en los diferentes períodos de la tarifa** con sus precios correspondientes. Mostrando el ahorro esperado. En el caso de la 3ª Simulación se obtendría:

Tabla 8. Ahorro anual con la 3ª Simulación. Fuente: Propia

	AHORRO ANUAL					
	ENERGÍA CONSUMIDA HS			ENERGÍA AUTOCONSUMIDA		
	kWh	€/kWh	€	kWh	€/kWh	€
P1	205.882,68	0,2220	45.705,96	120.613,05	0,2220	26.776,10
P2	227.555,07	0,2066	47.012,88	131.603,23	0,2066	27.189,23
P3	273.838,17	0,1873	51.289,89	200.607,79	0,1873	37.573,84
P4	300.225,71	0,1753	52.629,57	221.761,35	0,1753	38.874,76
P5	146.401,62	0,1677	24.551,55	104.873,85	0,1677	17.587,35
P6	152.627,49	0,1684	25.702,47	92.982,68	0,1684	15.658,28
TOTAL	1.306.530,74		246.892,31 €	872.441,95		<b>163.659,56 €</b>

Con esta tabla se observa que la fábrica cada año se ahorraría **163.659,56 €**. Este dato se debe comparar con el ahorro producido por el diseño restante, que es mostrado por la siguiente tabla:

Tabla 9. Ahorro anual con la 4ª Simulación. Fuente: Propia

	AHORRO ANUAL					
	ENERGÍA CONSUMIDA HS			ENERGÍA AUTOCONSUMIDA		
	kWh	€/kWh	€	kWh	€/kWh	€
P1	205.882,68	0,2220	45.705,96	116.091,05	0,2220	25.772,21
P2	227.555,07	0,2066	47.012,88	128.940,22	0,2066	26.639,05
P3	273.838,17	0,1873	51.289,89	179.474,82	0,1873	33.615,63
P4	300.225,71	0,1753	52.629,57	195.460,59	0,1753	34.264,24
P5	146.401,62	0,1677	24.551,55	93.386,09	0,1677	15.660,85
P6	152.627,49	0,1684	25.702,47	88.976,76	0,1684	14.983,69
TOTAL	1.306.530,74		246.892,31 €	802.329,53		<b>150.935,67 €</b>

Con el diseño que mezcla las dos disposiciones se obtiene un **ahorro de 150.935,67€**. Este es unos trece mil euros menos que con el anterior diseño.

Para terminar el estudio y decidir cuál es la distribución escogida, se calcula de **forma simplificada** las inversiones de los dos diseños. De esta forma, una vez conocidas las inversiones y los ahorros respectivos de cada simulación, se puede calcular el VAN de cada una, de manera simplificada, únicamente para saber que diseño es **mejor inversión**. Al final del documento se realizará un estudio económico más detallado.

El análisis de la diferencia en las inversiones de los dos diseños se va a basar principalmente en el número de módulos a instalar, de soportes, de inversores, de protecciones y cableado, es decir, lo respectivo a la instalación fotovoltaica, ya que los demás gastos como la zanja, la caseta de inversores, el vallado del terreno y la puesta a tierra serían iguales para los dos.

Finalmente, se obtiene las inversiones de forma muy simplificada y centrándose en las partidas que generan una **diferencia en el coste inicial**.

Tabla 10. Diferencia en la inversión de los diseños. Fuente: Propia

	PRECIO SUMINISTO E INSTALACIÓN (€/UD.)	3ª SIMULACIÓN		4ª SIMULACIÓN	
		UNIDADES	PRECIO (€)	UNIDADES	PRECIO (€)
Paneles	151,59 €	1.284	194.635,27 €	1.079	163.560,32 €
Solarbloc 3º	27,22 €	1.620	44.092,76 €	504	13.717,75 €
Solarbloc 18º	30,20 €	0	- €	712	21.502,40 €
Inversor 100kW	4.128,79 €	6	24.772,72 €	5	20.643,93 €
Inversor 50kW	2.162,64 €	1	2.162,64 €	0	- €
Inversor 20kW	1.297,58 €	0	- €	1	1.297,58 €
Protecciones			43.967,48 €		39.143,99 €
Cableado			65.040,64 €		55.284,55 €
			<b>374.671,50 €</b>		<b>315.150,52 €</b>

Una vez conocidas los costes y el ahorro de cada una, se calcula los **resultados de las inversiones aproximados y simplificados**, solo para conocer cuál es la mejor inversión. Sin ser este la rentabilidad real del mismo, que será calculada en el apartado 7, Estudio de la viabilidad.

Tabla 11. Resultados de las simulaciones. Fuente: Propia

	3ª SIMULACIÓN	4ª SIMULACIÓN
VAN	736.107,89 €	701.373,15€
TIR	34,33%	37,41%
Pay-Back	3 años	3 años

En conclusión, la **3ª Simulación** acaba siendo la que tiene un mayor Valor Actual Neto y por tanto la distribución elegida para este diseño de instalación solar fotovoltaica. Se escoge la que tiene el VAN más alto, ya que este permite evaluar diversos proyectos para determinar cuál es mejor en función de una tasa de actualización mínima exigida para ambos.

Como ya se ha explicado, esta no es la rentabilidad final de la instalación, la rentabilidad real será algo menor a la calculada en este apartado.

#### 4.4 ESTRUCTURA (SOPORTES)

Se instalará estructuras para módulos fotovoltaicos en superficies planas, en este caso en suelo, **SOLARBLOC**. Es un soporte **prefabricado de hormigón**. Está diseñado para simplificar el método de montaje al no tener que realizar cimentación ni anclaje del soporte, además reduce en tiempo y materiales la instalación de módulos solares sobre superficies.

Los soportes escogidos tienen una inclinación de 3°.



Figura 24. Soporte prefabricado de hormigón con 3° de inclinación. Fuente: SOLARBLOC

Estos se instalarán **sobre el suelo**, entre dos de ellos se instala un módulo. Se agruparán los módulos formando tablas de hasta **16 módulos**, como se ha explicado en la 3ª Simulación. Sobre este tipo de soportes se instalarán un total de 1284 módulos de 545 Wp.

Seguidamente se muestra un detallan de instalación:



Figura 25. Detalle de instalación de los soportes. Fuente: Propia

- Sobre las estructuras de hormigón con inclinación 3° hacia el NE: 642 módulos de 545 Wp.
- Sobre las estructuras de hormigón con inclinación 3° hacia el SO: 642 módulos de 545 Wp.

## 4.5 INVERSORES

El **inversor** es de los equipos de la instalación fotovoltaica más determinantes junto a los módulos fotovoltaicos, por lo que se debe seleccionar correctamente a la hora de diseñar el proyecto. Su tarea principal es convertir la **corriente continua (DC)**, de salida de los módulos, en **corriente alterna (AC)**, la que puede aprovechar el usuario.

Otra función importante de los inversores es controlar los procesos y recopilar datos de la generación de energía, mediante la monitorización de la tensión, la frecuencia y de situaciones específicas.

Un elemento importante de este equipo es el **sistema de seguimiento del punto máximo de potencia de los módulos (MPPT)**, este permite maximizar la producción de energía de los módulos. Según la temperatura y radiación solar en los módulos su punto de máxima potencia varía y es el MPPT el que rastrea y encuentra este punto para obtener un balance entre el voltaje y la corriente en las placas que trabajan a su máxima potencia.

A la hora de elegir un inversor para instalación se debe tener en cuenta diversos parámetros, los más importantes son:

- **Eficiencia** del inversor a carga parcial.
- La **fiabilidad** del dispositivo, los inversores suelen tener una vida útil entre 8 y 12 años.
- **Rango de temperaturas** en las que funciona sin provocar problemas.
- **Facilidad de operación** con él.
- **Número de MPPTs** .

En los últimos años las marcas líderes y con mejor relación calidad-precio son: Huawei, Fronius, SMA Solar, Enphase, SolarEdge y Growatt principalmente.

En este caso se escoge la marca Huawei.

Con respecto a la potencia nominal que se debe buscar para cada inversor, lo óptimo es inversores de no más de **100kW**. A partir de estas potencias, el voltaje de salida de los inversores ya no es de **baja tensión**, por lo que no se podría verter y se debería poner un transformador, lo cual no interesa. A su vez, también se buscan inversores de mayor potencia posible sin superar la comentada, por ejemplo, 4 inversores de 25kW sustituyen a uno de 100kW, pero uno de 100kW sale

más barato que 4 de 25kW, ocupa menos espacio y conlleva menos cantidad de conductores y protecciones.

Finalmente, para determinar el número de inversor, se deben escoger de forma que maneje del 90% al 110% de la potencia pico instalada, aunque suele ser interesante el sobredimensionamiento del inversor (término que se estudiará más adelante). En este caso se tiene 699,8 kWp, de modo que es correcto instalar **650kW de potencia nominal** con los inversores, 6 inversores de 100kW y 1 de 50kW.

Por tanto se han escogido los modelos **SUN2000-100KTL-M1 y SUN2000-50KTL-M3**.

#### Inversor de 100 kW:

Entrada:

- Máx. tensión de entrada: 1.100 V
- Máx. intensidad por MPPT: 26 A
- Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT: 40 A
- Tensión de entrada inicial: 200 V
- Rango de tensión de operación de MPPT: 200 V ~ 1,000 V
- Número de entradas: 20
- Número de MPPTs: 10

Salida:

- Potencia nominal: 100kW
- Tensión nominal: 400V
- Intensidad de salida nominal: 144.4 A
- Máx. intensidad de salida: 160.4
- Frecuencia nominal de red de CA: 50 H z / 60 Hz

#### Inversor de 50 kW:

Entrada:

- Máx. tensión de entrada: 1,100 V
- Máx. intensidad por MPPT: 30 A
- Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT: 20 A
- Tensión de entrada inicial: 200 V
- Rango de tensión de operación de MPPT: 200 V ~ 1,000 V
- Número de entradas: 8
- Número de MPPTs: 4

Salida:

- Potencia nominal: 50kW
- Tensión nominal: 400V
- Intensidad de salida nominal: 72.2 A
- Máx. intensidad de salida: 79.8 A
- Frecuencia nominal de red de CA: 50 Hz / 60 Hz

Debido al funcionamiento y la construcción del inversor, aporta una máxima seguridad al servicio y al montaje. Como se ya ha sido mencionado, monitoriza automáticamente la red, y en caso de detectar situaciones anómalas detiene inmediatamente el servicio interrumpiendo la alimentación de corriente a la red. También en caso de temperaturas del equipo demasiado elevadas, este se autoprotege disminuyendo la potencia de salida.

Todo el servicio del inversor es automático, en el momento después de haber radiación solar suficiente el inversor empieza el vertido de energía. Y cuando no existe la radiación necesaria interrumpe el suministro.

#### 4.6 CASETA DE INVERSORES

Los inversores se opta por emplazarlos en una **caseta para inversores** en el perímetro del terreno ocupado por los módulos. Si no se hiciera de esta forma y los inversores se situaran en la nave, la longitud del cableado de corriente continua (de salida de los paneles) sería muy grande, aumentando la sección de los cables. Además, demasiados cables deberían atravesar un tramo introducidos en una zanja hasta la nave, ya que cruzan por terreno asfaltado para tránsito de camiones. De esta forma el cableado que atraviesa la zanja enterrado en tubo es el cableado de corriente alterna (de inversores a línea de vertido), que acaba siendo de una sección considerable también, pero evita un elevado número de cables por un mismo tubo en la zanja.

La caseta y la distribución que seguirán los inversores se adjunta a continuación:



Figura 26. Caseta para inversores: Fuente: Indertec S.L

Esta caseta se construye en el emplazamiento con bloques de hormigón y permite ajustar el tamaño de la caseta al que necesitan los inversores que se deseen instalar. En el caso de la instalación estudiada, en la caseta se **pondrán los 7 inversores y el cuadro de protecciones de alterna.**

Para saber cómo hacer la disposición de los inversores se debe consultar el manual del usuario de la serie de inversores Huawei SUN2000, en este se indica el espacio que se debe dejar entre inversores:

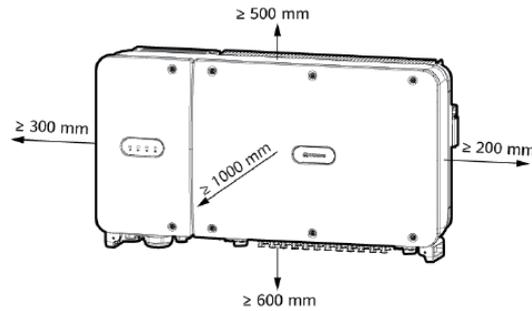


Figura 27. Espacio de instalación. Fuente: Manual del usuario SUN2000

Y en el caso de una distribución apilada de los inversores como se va a instalar en la caseta:

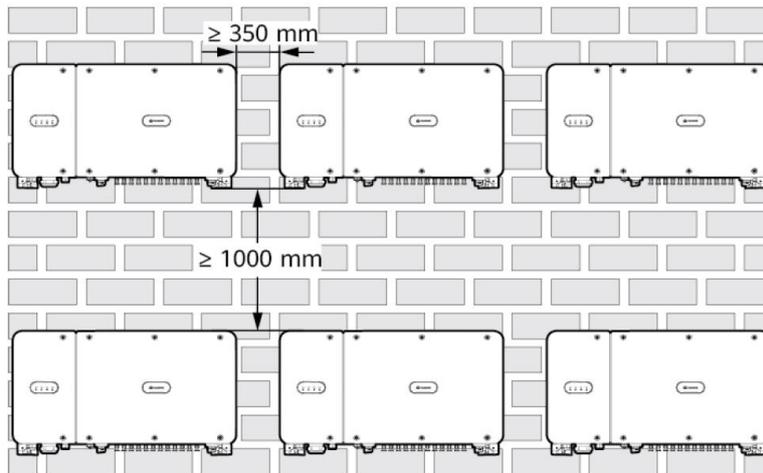


Figura 28. Modo de instalación apilada. Fuente: Manual del usuario SUN2000

Las dimensiones de la caseta serán 8m de largo, 3,5m de alto y 1,5m de ancho. El ancho es corto debido a que es una caseta donde no es necesario entrar, se pueden manipular los inversores desde las puertas.

La caseta estará conectada con la arqueta de entrada a la zanja y contará con rendijas de ventilación en las paredes laterales. Además, para asegurar que la temperatura de la caseta se mantiene entre el rango de operación de los inversores. ( $-25^{\circ}\text{C} \sim 60^{\circ}\text{C}$ ) se instalará también un sistema de ventilación forzada por si el flujo natural del aire interior no es suficiente. Las puertas serán galvanizadas y con rendijas de ventilación.

El emplazamiento exacto de la caseta está especificado en los planos.

## 4.7 CÁLCULO Y DISTRIBUCIÓN DE LAS SERIES

En las plantas fotovoltaicas, los módulos fotovoltaicos se agrupan en **series**, o también llamados **strings**. Un **string** consiste en un **grupo de módulos conectados en serie**. Las diferentes series de módulos (los **strings**) se conectan en paralelo al inversor correspondiente.

Para hacer una correcta distribución de los módulos en una instalación se necesitan las siguientes especificaciones de salida de los módulos fotovoltaicos y de entrada de los inversores:

- **Tensión de máxima potencia** de los módulos.
- **Tensión en circuito abierto** de los módulos.

- **Corriente de máxima potencia** de los módulos.
- **Máxima intensidad por MPPT** del inversor.
- **Rango de tensión de operación por MPPT** del inversor.
- **Número de entradas** en el inversor.

En primer lugar, se debe conocer la tensión y corriente de un *string*, como son paneles en serie, la tensión será la suma de las tensiones de todos los paneles, en cambio, la intensidad será la misma que en cada uno de los módulos. Conociendo esto se puede calcular el número máximo de módulos por *string*.

En segundo lugar, para saber el máximo de *strings* conectados en paralelo por MPPT se debe tener en cuenta la máxima intensidad de entrada que permite el inversor, ya que la corriente total será la suma de las corrientes de cada serie.

Para estos cálculos los datos específicos de esta instalación son los siguientes:

Módulos:

- Tensión de máxima potencia (**V<sub>mpp</sub>**) = 31,66 V
- Tensión en circuito abierto (**V<sub>oc</sub>**) = 38,02 V
- Corriente de máxima potencia (**I<sub>mpp</sub>**) = 17,22 V
- Corriente de cortocircuito (**I<sub>sc</sub>**) = 18,23 V

Inversor 100kW:

- Máxima intensidad por MPPT = 26 A
- Rango de tensión de operación por MPPT = 200 V – 1000 V
- Número de entradas del inversor = 20

Inversor 50kW:

- Máxima intensidad por entrada = 20 A
- Rango de tensión de operación por MPPT = 200 V – 1000 V
- Número de entradas del inversor = 8

#### 4.7.1 Número máximo y mínimo de módulos por *string*

En este caso, se trata de **dimensionamiento respecto del voltaje**. Para obtener el número máximo de módulos por serie, se debe conocer el máximo voltaje de entrada del inversor y el voltaje máximo del panel. El voltaje máximo que el panel puede alcanzar es el voltaje en circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Además, se sabe que el voltaje y la corriente aportada por los módulos dependen de la temperatura del panel, a mayor temperatura, menor voltaje y mayor intensidad y viceversa. Para tener esta variación en cuenta están los coeficientes de temperatura aportados por el fabricante:

- **Coefficiente de temperatura de Voc**= -0,25%/°C

Mediante estos coeficientes se obtiene la variación de tensión por grado de temperatura:

*Ecuación 3: Variación de tensión por grado de temperatura de los paneles*

$$\beta = \frac{-0,25}{100} \times V_{oc} = -0,095 \text{ V/}^\circ\text{C}$$

Para continuar con el cálculo del voltaje máximo, se debe conocer la temperatura máxima y mínima a la que va a trabajar cada celda, especificadas por las fórmulas siguientes:

Ecuación 4: Temperatura máxima y mínima de las celdas

$$T_{c,max} = T_{amb} + G_{max} \times \frac{T_{NMOT} - 20}{800}$$

$$T_{c,min} = T_{amb}$$

- $T_{c,max}$  = Temperatura máxima de la celda (°C).
- $T_{c,min}$  = Temperatura mínima de la celda (°C).
- $T_{amb}$  = Temperatura ambiente (°C).
- $G_{max}$  = Irradiancia máxima(W/m2), se tomará 1000 W/m<sup>2</sup>.
- $T_{NMOT}$  = Temperatura nominal de operación de la célula. Cuando el módulo se recibe a una irradiancia de 800 W/m2, una masa de aire de 1,5G, una temperatura ambiente de 20 °C y una velocidad de viento de 1 m/s,(44°C).

Para el cálculo de las temperaturas máximas y mínima se ha buscado información en la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), sobre las temperaturas de los últimos 12 meses.

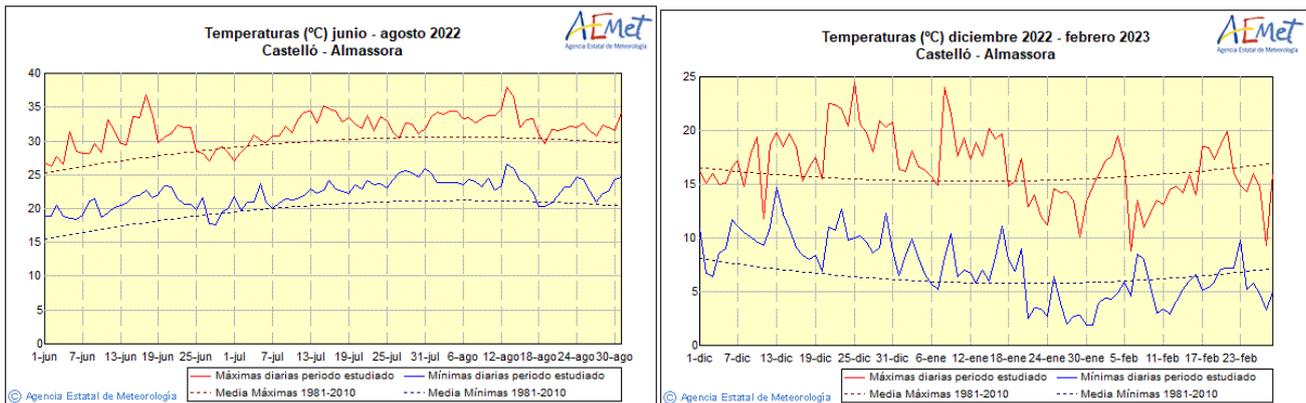


Figura 29. Temperaturas Castellón. Fuente: aemet.es

Observando estos gráficos de temperaturas se toma una temperatura mínima de ambiente de -4°C, de forma que se asegura el cálculo para las temperaturas más bajas habituales en Castellón. De la misma forma, como temperatura máxima de ambiente se toma 45°C. Con estas temperaturas y las fórmulas especificadas anteriormente, las temperaturas máximas y mínimas de la celda quedan:

- $T_{c,min} = -4^{\circ}\text{C}$ .
- $T_{c,max} = 75^{\circ}\text{C}$ .

Aplicando el coeficiente de temperatura al  $V_{oc}$ , para la temperatura mínima de celda en la ubicación de la instalación, el voltaje máximo del panel será:

Ecuación 5: Voltaje máximo del panel

$$V_{m\acute{a}x} = V_{oc} + \beta \times (T_{c,min} - 25)$$

$$V_{m\acute{a}x} = 38,02 \times (-0,095 \times (-4 - 25)) = 40,78 \text{ V}$$

Entonces, el número máxima de módulos por serie será:

$$N^{\circ} \text{mód}_{\text{max}} = \frac{V_{\text{máx mppt}}}{V_{\text{máx}}} = \frac{1000}{40,78} = 24,52 \rightarrow \mathbf{24 \text{ módulos}} \text{ (igual para ambos tipos de inversores)}$$

Finalmente, el número mínimo de módulos por *string* se calcula mediante el menor voltaje de entrada del inversor y la tensión de potencia máxima:

*Ecuación 6: Voltaje mínimo del panel*

$$V_c = V_{MPPT} + \beta \times (T_{c,\text{max}} - 25)$$

$$V_{\text{máx}} = 31,66 \times (-0,095 \times (75 - 25)) = 26,91 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{mód}_{\text{mín}} = \frac{V_{\text{mín mppt}}}{V_{\text{mín}}} = \frac{200}{26,91} = 7,43 \rightarrow \mathbf{8 \text{ módulos}} \text{ (igual para ambos tipos de inversores)}$$

#### 4.7.2 Número máximo de *strings* por entrada

Al igual que con el voltaje, la corriente aportada por los paneles también tiene una variación respecto a la temperatura:

- **Coefficiente de temperatura de  $I_{sc}$**  = 0,04%/°C

Al igual que se ha hecho con en el apartado anterior, se obtiene la variación de intensidad por grado de temperatura:

*Ecuación 7: Variación de intensidad por grado de temperatura de los paneles*

$$\alpha = \frac{0,04}{100} \times I_{sc} = 0,0073 \text{ A/}^{\circ}\text{C}$$

Para calcular el máximo de *strings* en paralelo conectados por MPPT se utiliza el valor de máxima intensidad por MPPT, y la máxima corriente que pueden generar los paneles. Estos datos se calculan de la siguiente forma:

*Ecuación 8: Intensidad máximo del panel*

$$I_{sc,\text{máx}} = I_{sc} + \alpha \times (T_{c,\text{max}} - 25)$$

$$I_{sc,\text{máx}} = 18,23 + 0,0073 \times (75 - 25) = 18,60 \text{ A}$$

Finalmente, número máximo de *strings* en paralelo son:

$$N^{\circ} \text{strings (Inv. 100kW)} = \frac{I_{\text{máx}}}{I_{sc}} = \frac{26}{18,60} = 1,4 \rightarrow 1 \text{ string}$$

$$N^{\circ} \text{strings (Inv. 50kW)} = \frac{I_{\text{máx}}}{I_{sc}} = \frac{20}{18,60} = 1,1 \rightarrow 1 \text{ string}$$

Una vez obtenidos estos datos, se puede realizar la distribución de los *strings* en los inversores, cuántos paneles tendrá cada serie y cuantas series tendrá la instalación.

#### 4.7.3 Dimensionamiento de los inversores

Esta planta consta de 1.284 módulos fotovoltaicos a repartir entre 7 inversores, 6 inversores de 100kW y 1 de 50kW.

Los 1.284 paneles de 545 Wp aportan 699,78 kWp y los los inversores 650kW nominales, lo que significa que es un campo **sobredimensionado** frente la potencia de los inversores. Para explicar por qué es interesante sobre dimensionar una instalación se utiliza la siguiente gráfico:

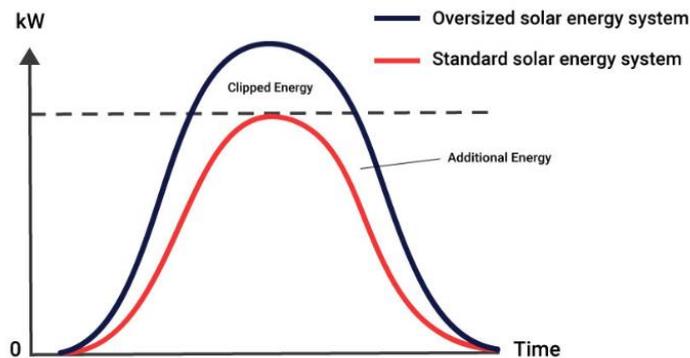


Figura 30. Sobredimensionamiento. Fuente: cambioenergetico.com

En rojo se muestra un sistema solar de energía estándar, donde toda la energía suministrada por los módulos es aprovechada por el inversor.

En negro se representa un sistema sobredimensionado, y como se aprecia, este sistema permite una mayor generación de energía, obteniendo mayor provecho de la instalación.

Esto es **interesante a potencias bajas**, es decir, horas donde la radiación es menor y no se alcanzan los Wp de los módulos.

Los módulos están diseñados para trabajar en condiciones específicas, y sus valores de potencia, corriente y voltaje son en condiciones de prueba estándar (STC), 25°C, con una masa de aire de 1,5 y niveles de insolación de 1000 W/m<sup>2</sup>. A lo largo del día las condiciones van cambiando y rara vez se consiguen las condiciones óptimas. Además, los paneles también tienen degradación con el tiempo y no ofrecen la misma potencia. Debido a esto, si se busca obtener el máximo rendimiento de los inversores, es importante tener en cuenta el sobredimensionamiento.

A la hora de repartir los módulos en los inversores, se decide que todos los inversores de 100kW tengan asociados el mismo número de paneles y mismo número de *strings*, de forma que todos, incluido el inversor de 50kW queden sobredimensionados.

Los inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1 cuentan con 10 MPPTs y dos entradas por MPPT. A cada inversor de 100kW irán conectados **9 strings, cada uno en un MPPT diferente y 22 módulos por string**, es decir, un total de **198 módulos por inversor y 107,910 kWp**. Como son 6 inversores iguales, 1.188 paneles conectados.

Las 96 placas restantes, 52,32 kWp, irán conectadas al inversor SUN2000-50KTL-M3, distribuidos en **4 strings de 24 módulos y cada una aun MPPT diferente**, ya que este inversor cuenta con 4 MPPTs y dos entradas por MPPT.

De esta forma, todos los inversores quedan algo sobredimensionados y se cumple tanto el número máximo y mínimo de módulos por string, como el número de *strings* en paralelo por MPPT.

## 4.8 VALLADO DEL TERRENO

El estudio estructural del vallado no entra dentro del alcance de este TFG, pero sí que se ha considerado estudiar las características que debería tener al estar instalado en una propiedad

privada. Para la instalación solar fotovoltaica de estudio, es conveniente el **vallado de la parcela** donde se instalarán los módulos. Se trata de un **terreno privado** y con un **alto número de paneles** instalados. Debido a esto, el vallado puede ser necesario para garantizar la **seguridad** tanto de los módulos fotovoltaicos como de las personas que trabajan o visitan el área. Al restringir el acceso no autorizado, se **reduce el riesgo de robo o daños accidentales** a los paneles solares, lo que facilita proteger la inversión y mantener la eficiencia del sistema. El vallado de esta instalación se realizará con un mallado de simple torsión galvanizado de 2 metros de altura, recorrerá el perímetro de la parcela y seguirá el esquema siguiente:

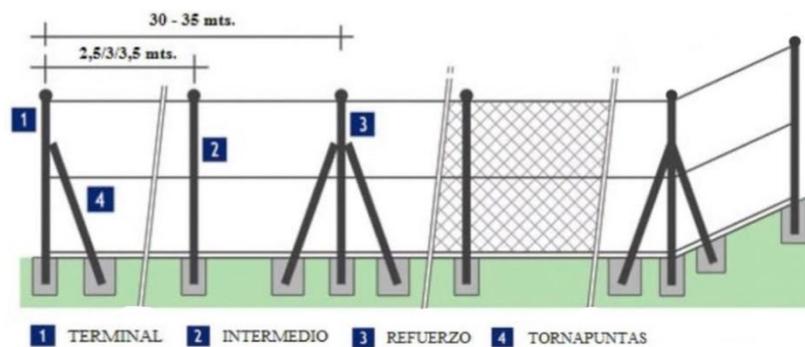


Figura 31. Esquema vallado del terreno. Fuente: comercturro.com

En el caso del vallado a instalar, se pondrán postes intermedios cada 3,5 metros y con refuerzos mediante tornapuntas cada 35 metros y en las esquinas. A continuación se adjuntan las partes que definen el vallado a instalar:



Figura 32. Poste intermedio con refuerzo. Funte:consydecor.com ; Malla simple torsión. Fuente:manomano.es

Los postes y los refuerzos serán de 2,4 metros de altura, ya que se deberán enterrar al suelo para fijarlos. De la misma forma que el resto del vallado, la puerta será de malla de simple torsión y de 2 hojas, como muestra la siguiente figura.

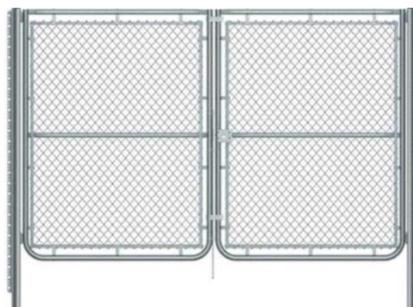


Figura 33. Puerta de entrada al campo fotovoltaico. Fuente: indusmetaltorres.es

## 5 ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

### 5.1 DIMENSIONADO DE LOS CABLES

Una vez realizado el diseño de la instalación fotovoltaica, se debe estudiar la **parte eléctrica**. En este apartado se realiza el estudio sobre el **cableado eléctrico** que se instalará, donde se determinarán las **secciones** necesarias del mismo, tanto en la parte de **corriente continua** como de **corriente alterna**. Para ello, se deben seguir las especificaciones técnicas establecidas en Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

En la realización del dimensionamiento se emplean dos criterios diferentes, el **criterio térmico** y el de **caída de tensión**.

#### 5.1.1 Criterio térmico.

El cableado no debe superar la **temperatura máxima admisible** de funcionamiento, en función del tipo de cable (material conductor, aislante, polos...), tipo de canalización y la sección del cable.

El criterio queda formulado de la siguiente manera:

*Ecuación 9: Criterio térmico*

$$\frac{I_B}{\Pi K_c} \leq I_{adm}$$

Donde:

- $I_B$  = Intensidad de diseño prevista por el conductor. Según la ITC-BT-40, los cables deberán estar dimensionados para una intensidad de al menos 125% de la máxima intensidad del generador. Entonces esta intensidad quedaría:  $I_B = 1,25 \times I_{sc}$
- $I_{adm}$  = Intensidad máxima admisible según la norma.
- $\Pi K_c$  = Multiplicación de los factores de corrección para temperaturas distintas a las normalizadas y de agrupación para más de un circuito.

Para este criterio de dimensionamiento de conductores, las intensidades admisibles se obtienen según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la norma UNE-HD 60364-5-52.

En esta norma se tienen tablas con las intensidades admisibles, en función de cada **método de instalación**, de la **naturaleza del aislante** y de la **sección del conductor**. También existen diferentes tablas en función de si el sistema de instalación está enterrado o al aire. Estas tablas están referidas a una temperatura ambiente específica y un único circuito, por lo que también hay tablas con los **coeficientes de corrección** para temperaturas diferentes a las normalizadas y agrupaciones de más de un circuito. En el caso de los sistemas enterrados, se añade un factor de corrección que depende de las resistividades del terreno distintas a las normalizadas.

#### 5.1.2 Criterio de caída de tensión.

La **resistencia eléctrica** del material conductor hace que cuando la corriente eléctrica circula a través de él, se **produzca cierta caída de tensión**. Esto puede ser problemático, ya que cuanto mayor es la **longitud del conductor**, mayor caída de tensión existe. Entonces, es importante dimensionar el cableado teniendo en cuenta este factor.

El criterio de caída de tensión se basa en esto, de modo que el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) marca unos límites para esta caída de tensión. En concreto, será como máximo del 1,5 % según ITC-BT40.

### 5.1.3 Cálculo de la sección en corriente continua.

La corriente de salida de los módulos fotovoltaicos es **corriente continua**, por lo tanto, el cableado estudiado en este apartado se basa en los cables de conexión entre los módulos que forman los *strings* y los cables que unen estos *strings* a los inversores.

El cableado de continua que conecta los paneles entre si lo llevan incorporado los paneles solares, en el caso de los módulos RSM 110-8-545M, los cables son de sección 4 mm<sup>2</sup>.

Para cableado de conexión de los *strings* con los inversores se utilizará cables de sección entre 4, 6 y 10 mm<sup>2</sup> de cobre flexible para aplicaciones solares, colores negro/rojo, tipo H1Z2Z2-K.



Figura 34. Cableado de cobre flexible para aplicaciones solares, colores negro/rojo, tipo H1Z2Z2-K. Fuente: electro-profesional.com

### CRITERIO TÉRMICO

Para el cálculo de sección, se empezará siguiendo el criterio térmico explicado en el apartado 5.1.1.

- **La intensidad de diseño** será:  $I_B = 1,25 \times I_{sc} = 1,25 \times 18,23 = 22,78 \text{ A}$

La caracterización del cableado necesaria para obtener la intensidad admisible es la siguiente:

- Método de instalación, Tabla A.52.3 : en bandeja de rejilla. Según la de norma UNE-HD 60364-5-52, el método de instalación es el método F (para cables unipolares).

Tabla 12. Método de instalación, Tabla A.52.3. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Elemento n°	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
32		Cables unipolares o multipolares: Sobre soportes o rejillas en recorrido horizontal o vertical <sup>c,h</sup>	E o F

- Aislante : se trata de polietileno reticulado, para cableado en continua, 2XLPE.
- Factores de corrección para temperaturas ambientales distintas de 30°C- en el aire, Tabla B.52.14: Se supone una temperatura ambiente de 45°C, de esta forma se garantiza un correcto funcionamiento en todo momento. Factor de corrección de 0,87.

Tabla 13. Factores de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30°C – en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>1</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

- Factores de reducción por agrupación de varios circuitos o cable multipolar, Tabla B.52.17: Existen tramos de bandeja de rejilla con más de 9 circuitos, por tanto el factor de reducción correspondiente es 0,72.

Tabla 14. Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cable multipolar Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares	B.52.2 a B.52.7 Método C		
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F			
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

En el tramo del cableado en bandeja de rejilla en la superficie, el criterio queda de la siguiente forma:

$$\frac{I_B}{\Pi K_C} = \frac{22,78}{0,72 \times 0,87} = 29,10 \text{ A}$$

La Tabla C.52.1 marca la sección nominal, esta es la correspondiente a la intensidad admisible inmediatamente superior al valor obtenido. Para 29,10 A, se tiene:

Tabla 15. Corrientes admisibles en amperios. Temperatura ambiente de 30°C en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
A1		3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE							
B1					3 PVC	2 PVC			3 XLPE		2 XLPE		
B2					3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE			
C						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
E							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F								3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Tamaño (mm <sup>2</sup> ) Cobre													
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26		-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36		-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49		-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63		-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86		-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115		-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149		161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185		200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225		242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289		310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352		377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410		437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473		504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542		575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641		679

El rectángulo rojo marca que no aparecen en la norma secciones menores de 16 mm<sup>2</sup> para cables con método de instalación F, 2XLPE, por tanto, se dimensionan como si se tratase del método E (en bandeja de rejilla cables multipolares) que aporta más seguridad, ya que es un método más restrictivo que el método F.

El cableado de continua siguiendo el criterio térmico, según la Tabla C.52.1, quedará:

Tabla 16. Secciones del criterio térmico. Fuente: Propia

MÉTODO INSTALACIÓN	AISLAMIENTO	$I_B/\Pi K_C$ (A)	$I_{adm}$ (A)	SECCIÓN NOMINAL (mm <sup>2</sup> )
F	2XLPE	29,10	36,00	2,50

### CRITERIO CAIDA DE TENSIÓN

En un cable de corriente continua, sigue la siguiente fórmula:

Ecuación 10: Criterio caída de tensión en continua

$$\Delta V_{string} = \frac{2 \times L \times I_{string}}{S \times \sigma} \rightarrow \frac{\Delta V_{\%}}{100} = \frac{2 \times L \times I_{string}}{S \times \sigma \times V_{string}} \rightarrow S = \frac{2 \times L \times I_{string}}{\frac{\Delta V_{\%}}{100} \times \sigma \times V_{string}}$$

Donde:

- $\Delta V_{string}$  = caída de tensión del *string* (en voltios).
- $I_{string}$  = intensidad del string, correspondiente a la intensidad en el punto de máxima potencia,  $I_{mpp}$  (en amperios).
- $V_{string}$  = Tensión del string en el punto de máxima potencia,  $N^{\circ}_{módulos} \times V_{mpp}$ . (en voltios).
- L = : longitud desde el módulo de cada *string* más alejado conectado al inversor (en metros).
- $\sigma (T_{máx})$  = conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. En este caso se considera una temperatura del conductor de 90°C, que equivale a 44 m/  $\Omega \cdot mm^2$ . La máxima temperatura permitida de 90°C para no degradar el aislante termoestable reticulado.
- S = sección del conductor (en  $mm^2$ ).
- $\Delta V_{\%}$  = porcentaje de caída de tensión en el *string*, en concreto será como máximo del 1,5 % según ITC-BT40.

La siguiente tabla muestra este criterio aplicado en todas las series de la instalación. Las secciones serán de 4 $mm^2$  (celdas azules), 6 $mm^2$  (celdas amarillas) y 10 $mm^2$  (celdas naranjas).

Tabla 17. Secciones cableado continua conectado al Inversor 1. Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. ( $mm^2$ )	Sec. Nom. ( $mm^2$ )	C.d.T. (V)	C.d.T. (%)
String 1.1	110,00	121,00	22	11990,00	696,52	17,21	9,06	10,00	9,47	1,36
String 2.1	110,00	121,00	22	11990,00	696,52	17,21	9,06	10,00	9,47	1,36
String 3.1	110,00	121,00	22	11990,00	696,52	17,21	9,06	10,00	9,47	1,36
String 4.1	110,00	121,00	22	11990,00	696,52	17,21	9,06	10,00	9,47	1,36
String 5.1	95,00	104,50	22	11990,00	696,52	17,21	7,83	10,00	8,18	1,17
String 6.1	95,00	104,50	22	11990,00	696,52	17,21	7,83	10,00	8,18	1,17
String 7.1	90,00	99,00	22	11990,00	696,52	17,21	7,41	10,00	7,75	1,11
String 8.1	90,00	99,00	22	11990,00	696,52	17,21	7,41	10,00	7,75	1,11
String 9.1	80,00	88,00	22	11990,00	696,52	17,21	6,59	10,00	6,89	0,99

Tabla 18. Secciones cableado continua conectado al Inversor 2. Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. ( $mm^2$ )	Sec. Nom. ( $mm^2$ )	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
String 1.2	80,00	88,00	22	11990,00	696,52	17,21	6,59	10,00	6,89	0,99
String 2.2	70,00	77,00	22	11990,00	696,52	17,21	5,77	6,00	10,04	1,44
String 3.2	70,00	77,00	22	11990,00	696,52	17,21	5,77	6,00	10,04	1,44
String 4.2	65,00	71,50	22	11990,00	696,52	17,21	5,35	6,00	9,32	1,34
String 5.2	65,00	71,50	22	11990,00	696,52	17,21	5,35	6,00	9,32	1,34
String 6.2	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 7.2	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 8.2	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 9.2	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39

Tabla 19. Secciones cableado continua conectado al Inversor 3. Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. (mm <sup>2</sup> )	Sec. Nom. (mm <sup>2</sup> )	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
String 1.3	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 2.3	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 3.3	60,00	66,00	22	11990,00	696,52	17,21	4,94	6,00	8,61	1,24
String 4.3	60,00	66,00	22	11990,00	696,52	17,21	4,94	6,00	8,61	1,24
String 5.3	70,00	77,00	22	11990,00	696,52	17,21	5,77	6,00	10,04	1,44
String 6.3	70,00	77,00	22	11990,00	696,52	17,21	5,77	6,00	10,04	1,44
String 7.3	70,00	77,00	22	11990,00	696,52	17,21	5,77	6,00	10,04	1,44
String 8.3	70,00	77,00	22	11990,00	696,52	17,21	5,77	6,00	10,04	1,44
String 9.3	50,00	55,00	22	11990,00	696,52	17,21	4,12	6,00	7,17	1,03

Tabla 20. Secciones cableado continua conectado al Inversor 4. Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. (mm <sup>2</sup> )	Sec. Nom. (mm <sup>2</sup> )	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
String 1.4	50,00	55,00	22	11990,00	696,52	17,21	4,12	6,00	7,17	1,03
String 2.4	35,00	38,50	22	11990,00	696,52	17,21	2,88	4,00	7,53	1,08
String 3.4	35,00	38,50	22	11990,00	696,52	17,21	2,88	4,00	7,53	1,08
String 4.4	55,00	60,50	22	11990,00	696,52	17,21	4,53	6,00	7,89	1,13
String 5.4	55,00	60,50	22	11990,00	696,52	17,21	4,53	6,00	7,89	1,13
String 6.4	55,00	60,50	22	11990,00	696,52	17,21	4,53	6,00	7,89	1,13
String 7.4	55,00	60,50	22	11990,00	696,52	17,21	4,53	6,00	7,89	1,13
String 8.4	40,00	44,00	22	11990,00	696,52	17,21	3,30	4,00	8,61	1,24
String 9.4	40,00	44,00	22	11990,00	696,52	17,21	3,30	4,00	8,61	1,24

Tabla 21. Secciones cableado continua conectado al Inversor 5. Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. (mm <sup>2</sup> )	Sec. Nom. (mm <sup>2</sup> )	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
String 1.5	35,00	38,50	22	11990,00	696,52	17,21	2,88	4,00	7,53	1,08
String 2.5	35,00	38,50	22	11990,00	696,52	17,21	2,88	4,00	7,53	1,08
String 3.5	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 4.5	45,00	49,50	22	11990,00	696,52	17,21	3,71	4,00	9,68	1,39
String 5.5	60,00	66,00	22	11990,00	696,52	17,21	4,94	6,00	8,61	1,24
String 6.5	60,00	66,00	22	11990,00	696,52	17,21	4,94	6,00	8,61	1,24
String 7.5	55,00	60,50	22	11990,00	696,52	17,21	4,53	6,00	7,89	1,13
String 8.5	55,00	60,50	22	11990,00	696,52	17,21	4,53	6,00	7,89	1,13
String 9.5	80,00	88,00	22	11990,00	696,52	17,21	6,59	10,00	6,89	0,99

Tabla 22. Secciones cableado continua conectado al Inversor 6 Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. (mm <sup>2</sup> )	Sec. Nom. (mm <sup>2</sup> )	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
String 1.6	80,00	88,00	22	11990,00	696,52	17,21	6,59	10,00	6,89	0,99
String 2.6	75,00	82,50	22	11990,00	696,52	17,21	6,18	10,00	6,46	0,93
String 3.6	75,00	82,50	22	11990,00	696,52	17,21	6,18	10,00	6,46	0,93
String 4.6	75,00	82,50	22	11990,00	696,52	17,21	6,18	10,00	6,46	0,93
String 5.6	75,00	82,50	22	11990,00	696,52	17,21	6,18	10,00	6,46	0,93
String 6.6	100,00	110,00	22	11990,00	696,52	17,21	8,24	10,00	8,61	1,24
String 7.6	100,00	110,00	22	11990,00	696,52	17,21	8,24	10,00	8,61	1,24
String 8.6	100,00	110,00	22	11990,00	696,52	17,21	8,24	10,00	8,61	1,24
String 9.6	100,00	110,00	22	11990,00	696,52	17,21	8,24	10,00	8,61	1,24

Tabla 23. Secciones cableado continua conectado al Inversor 7 Fuente: Propia

	Longitud (m)	Long. + 10% (m)	Nº módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	Secc. Mín. (mm <sup>2</sup> )	Sec. Nom. (mm <sup>2</sup> )	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
String 1.7	110,00	121,00	24	13080,00	759,84	17,21	8,31	10,00	9,47	1,25
String 2.7	110,00	121,00	24	13080,00	759,84	17,21	8,31	10,00	9,47	1,25
String 3.7	90,00	99,00	24	13080,00	759,84	17,21	6,80	10,00	7,75	1,02
String 4.7	90,00	99,00	24	13080,00	759,84	17,21	6,80	10,00	7,75	1,02

Finalmente, teniendo en cuenta los dos criterios aplicados, siendo el de caída de tensión más restrictivo, se deben instalar cables en continua de secciones 4 mm<sup>2</sup>, 6 mm<sup>2</sup> y 10 mm<sup>2</sup>.

#### 5.1.4 Cálculo de la sección en corriente alterna.

El cableado de **corriente alterna** de la instalación se trata de la **conexión de los inversores con el punto de vertido** en el **Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)** de la fábrica. Se diferenciarán tres cableados de alterna diferentes: el cableado de salida de los inversores 100kW, el cableado de salida de los inversores 50kW y el cableado de la línea de vertido de salida del cuadro de alterna.

#### CRITERIO TÉRMICO

La intensidad de diseño será la intensidad máxima de salida del inversor. En este caso, como existen dos modelos de inversor:

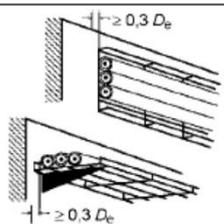
- Inversores de 100 kW:  $I_{B100} = 1,25 \times 160,4 = 200,5 A$
- Inversor de 50 kW:  $I_{B50} = 1,25 \times 79,8 = 99,75 A$
- Línea de vertido:  $I_{vert.} = 1,25 \times (160,4 \times 6 + 79,8) = 1302,75 A$

Para el cableado de alterna se tienen dos canalizaciones diferentes y por lo tanto se deberá aplicar el criterio para cada caso.

Se empieza con el dimensionamiento del cableado que transcurre por bandeja de rejilla aérea. Su caracterización necesaria para obtener la intensidad admisible es la siguiente:

- Método de instalación, Tabla A.52.3 : En bandeja de rejilla, método F.

Tabla 24. Método de instalación, Tabla A.52.3. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Elemento nº	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles (véase el anexo B)
32		Cables unipolares o multipolares: Sobre soportes o rejillas en recorrido horizontal o vertical <sup>c,h</sup>	E o F

- Aislante : se trata de polietileno reticulado para corriente alterna trifásica, 3XLPE.
- Factores de corrección para temperaturas ambientales distintas de 30°C- en el aire, Tabla B.52.14: Se suponen 40°C, de corrección de 0,91.

Tabla 25. Factores de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30°C – en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>b</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

- **Factores de reducción por agrupación de varios circuitos o cable multipolar, Tabla B.52.17:**
  - Las líneas de salida de los inversores estarán repartidos en dos bandeja, por lo que en ese tramo trascurrirán 3 y 4 circuitos por bandeja. Se toma el factor de reducción para e circuitos para asegurar, 0,77.
  - La línea de vertido es única y el factor de reducción sería 1, pero al circular una intensidad muy alta, se prueba con 3 conductores por fase. Factor de reducción ahora es 0,82.

Tabla 26. Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cable multipolar. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares	B.52.2 a B.52.7 Método C		
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F			

Los cableados de las salidas de los inversores y la línea de vertido, según la Tabla C.52.1, de la norma UNE-HD 60364-5-52 quedan:

Tabla 27. Corrientes admisibles en amperios. Temperatura ambiente de 30°C en el aire. Fuente: UNE-HD 60364-5-52

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
	A1	3 PVC	2 PVC	3 XLPE	2 XLPE								
A1		3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE								
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE				
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE			
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Tamaño (mm <sup>2</sup> ) Cobre													
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-	
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-	
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-	
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-	
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-	
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-	
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161	
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200	
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242	
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310	
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377	
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437	
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504	
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575	
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679	

Tabla 28. Secciones del cableado de alterna al aire, Criterio Térmico. Fuente: Propia

LÍNEA	MÉTODO INSTALACIÓN	AISLAMIENTO	$I_B$ (A)	$\Pi K_C$	$I_B / \Pi K_C$ (A)	$I_{adm}$ (A)	SECCIÓN MÍNIMA (mm <sup>2</sup> )
Línea inversores 100kW	F	3XLPE	200,50	0,77*0,91	286,14	328,00	95,00
Línea inversor 50kW	F	3XLPE	99,75	0,77*0,91	142,36	169,00	35,00
Línea Vertido	F	3XLPE	1302,75/3	0,91*0,82	581,95	599,00	240,00

A continuación, se estudia el dimensionamiento del cableado que transcurre en **tubo enterrado en la zanja**, en este caso solo se trata de la **línea de vertido**. Como se trata de una línea subterránea de baja tensión que solo conecta los inversores con el punto de vertido y no tiene cargas conectadas se va a proceder a similarla a una **línea de distribución subterránea en baja tensión** y se dimensiona siguiendo la instrucción ITC-BT-07 del Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).

Los factores de corrección a aplicar en las líneas de distribución subterránea son:

Tabla 29. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25 °C. Fuente: ITC-BT-07

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Se supone una temperatura del terreno de 25°C y temperatura máxima en el conductor 90 °C. Por tanto, factor de corrección 1.

Tabla 30. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K. m/W. Fuente: ITC-BT-07

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Se toma resistividad del terreno de 1,20 K·m/W, dando lugar a un factor de corrección 0,93. Ya que el tubo atraviesa la zanja en hormigón con resistividad térmica de 0,9 K·m/W pero alrededor de hormigos existe terreno natural húmedo.

Tabla 31. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares Fuente: ITC-BT-07

Separación entre los cables o ternas	Factor de corrección									
	Número de cables o ternas de la zanja									
	2	3	4	5	6	8	10	12		
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47		
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50		
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53		
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57		
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60		
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62		

La distancia las ternas de cables unipolares en la zanja que se instalará es 0,10 metros, lo que conlleva un factor de corrección de 0,69, probando con 4 conductores por fase.

Tabla 32. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente: ITC-BT-07

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

La profundidad de la zanja que se instalará es 1,20 metros, un factor de corrección de 0,95.

Tabla 33. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente). Fuente: ITC-BT-07

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	—	—	—
630	885	870	770	—	—	—

Aplicando a la intensidad de diseño todos los coeficientes de reducción estudiados, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 34. Secciones del cableado de alterna enterrado, Criterio Térmico. Fuente: Propia

LÍNEA	AISLAMIENTO	$I_B$ (A)	$\Pi K_C$	$I_B/\Pi K_C$ (A)	$I_{adm}$ (A)	SECCIÓN NOMINAL (mm <sup>2</sup> )
Línea Vertido	XLPE	1302,75/4	1*0,93*0,69*0,95	534,25	550,00	240,00

Finalmente, después de analizar las dos tipos de canalización que existen, la zona que transcurre en la zanja es la más restrictiva y por tanto se deberán instalar 4 conductores por fase de 240 mm<sup>2</sup> para la línea de vertido. Para las salidas de los inversores, 1 conductor por fase de 95mm<sup>2</sup> de sección en las salidas de los inversores de 100kW y de 35mm<sup>2</sup> para la salida del inversor de 50kW.

A continuación, se comprueba que las secciones seleccionadas mediante el criterio térmico cumplan la caída de tensión.

#### CRITERIO CAIDA DE TENSIÓN

La fórmula para el cálculo de la sección mínima en las líneas de corriente alterna trifásica es la siguiente:

Ecuación 11: Criterio de caída de tensión en alterna

$$\Delta V = \frac{L \times P}{\sigma(T_{m\acute{a}x}) \times V_{l\acute{i}nea} \times S}$$

Dónde:

- S = sección del conductor (en mm<sup>2</sup>).
- L = : longitud de la línea (en metros).
- $\sigma(T_{m\acute{a}x})$  = conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. En este caso se considera una temperatura del conductor de 90°C, que equivale a 44 m/mm<sup>2</sup>Ω
- $V_{l\acute{i}nea}$  = tensión de la línea, corresponde con la tensión de salida del inversor (en voltios).
- $\Delta V$  = caída de tensión en la línea.
- P = corresponde con la potencia de los inversores.

Aplicando este criterio en las líneas de salida de todos los inversores y la línea de vertido, se observa si las secciones obtenidas con el criterio térmico cumplen:

Tabla 35. Criterio de caída de tensión en alterna. Fuente: Propia

Nº LÍNEA	POTENCIA (KW)	TENSIÓN (V)	LONGITUD (M)	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	CAÍDA TENSIÓN (V)	CAÍDA TENSIÓN (%)
Línea inversor 1	100,00	400,00	7,00	95,00	0,42	0,10
Línea inversor 2	100,00	400,00	5,50	95,00	0,33	0,08
Línea inversor 3	100,00	400,00	5,00	95,00	0,30	0,07
Línea inversor 4	100,00	400,00	8,00	95,00	0,48	0,12
Línea inversor 5	100,00	400,00	6,50	95,00	0,39	0,10
Línea inversor 6	100,00	400,00	5,00	95,00	0,30	0,07
Línea inversor 7	50,00	400,00	3,00	35,00	0,24	0,06
Línea Vértido	650,00	400,00	60,00	960,00	2,31	0,58

**Todas las líneas cumplen** el criterio de caída de tensión, ninguna supera el 1,5% marcado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), según ITC-BT40.

Respecto a la sección del neutro, en la instrucción ITC-BT-07 se especifica la sección mínima de del conductor neutro, y para líneas con cuatro conductores se sigue la siguiente tabla:

Tabla 36. Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.  
Fuente: ITC-BT-07

Conductores fase (mm <sup>2</sup> )	Sección neutro (mm <sup>2</sup> )
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Observando esta tabla, aunque se pueda dimensionar a la mitad de sección que los conductores de fase, se asegura la línea frente a armónicos aumentando la sección a la misma que los conductores de fase.

Al igual que la sección del neutro, la sección de los conductores de protección depende de la sección de los conductores de fase. En el caso de que el material de ambos tipos de conductores sea el mismo, la sección mínima de los conductores de protección se especifica en la tabla 2 de la ITC-BT-18.

Tabla 37. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18.

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE FASE DE LA INSTALACIÓN $S$ (mm <sup>2</sup> )	SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Finalmente, una vez analizada la sección con los dos criterios y conociendo la Tabla 36 y 37 para dimensionar el neutro y el conductor de protección, se puede hacer un resumen del cableado de corriente alterna.

Tabla 38. Tabla resumen cableado de corriente alterna. Fuente: Propia

LÍNEA	Nº CONDUCTORES POR FASE	SECCIÓN NOMINAL FASE (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN NOMINAL NEUTRO (mm <sup>2</sup> )	SECCIÓN NOMINAL PROTECCIÓN (mm <sup>2</sup> )
Líneas inversores 100kW	1	95,00	95,00	50,00
Línea inversor 50kW	1	35,00	35,00	16,00
Línea Vertido	4	240,00	240,00	120,00

El cable seleccionado para la instalación es el cable eléctrico unipolar RV-K 0,6/1kV, indicado para el transporte y distribución de energía eléctrica en sistemas de baja tensión. Estos cables son

recomendados para una amplia gama de aplicaciones, como conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Además, son adecuados tanto para instalaciones en interiores como en exteriores, ya sea que se coloquen sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.



Figura 35. Cable RV-K para el cableado de corriente alterna. Fuente: technosun.com

## 5.2 CANALIZACIONES

Las **canalizaciones eléctricas** desempeñan un papel crucial en todas las instalaciones eléctricas. Se trata de canales fabricados con diversos materiales y características, cuyo principal propósito consiste en proteger los conductores contra posibles daños, tanto mecánicos como aquellos ocasionados por agentes externos como la corrosión. En el caso de esta instalación, se tienen tres canalizaciones distintas que ya han sido introducidas en el apartado anterior.

El **cableado de corriente continua**, que conecta los *strings* con los inversores, irá en **bandeja de rejilla galvanizada con tapa**. Estas bandejas atravesarán el campo fotovoltaico entre cada agrupación de 16 módulos, como se encuentra especificado en los planos. Respecto al dimensionamiento de las bandejas, se instalarán bandejas de dos tamaños diferentes de 300x100mm y 200x600mm.

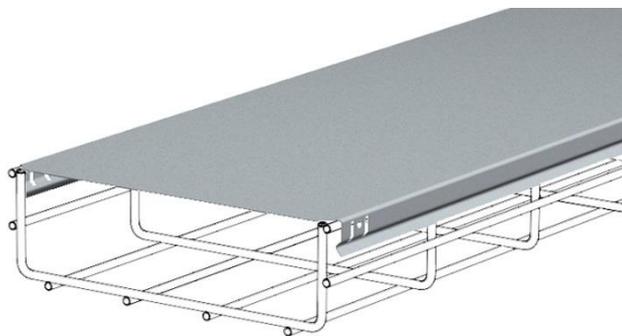


Figura 36. Bandeja de rejilla con tapa. Fuente:pemsa-rejiband.com

Desde los módulos fotovoltaicos hasta la bandeja, el cableado de continua irá dentro de **tubo corrugado** de poliamida gris curvable. De este modo el cable queda protegido hasta la bandeja. Por cada tubo a la bandeja irán dos *strings* y suponiendo que la máxima sección de los cables de continua es 10 mm<sup>2</sup>, según la ITC-BT-21, para conductores por tubos al aire, el diámetro exterior del tubo debe seguir la siguiente tabla:

Tabla 39. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21

Sección nominal de los conductores (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Observando la tabla, se escoge **tubo corrugado** de poliamida gris de diámetro exterior 25mm.



Figura 37. Tubo corrugado de 25 mm. Fuente: cablematic.com

No se ha tenido en cuenta esta parte de canalización en tubo corrugado gris para el criterio térmico, ya que al estar tantos cables agrupados en la bandeja, en comparación con los dos únicos que atraviesan cada tubo, la canalización en la bandeja es más restrictiva.

En cuanto a la canalización del cableado de corriente alterna, se debe empezar comentando donde estarán situando los inversores. Los inversores estarán situados en una caseta emplazada en el perímetro del terreno donde se encuentran los módulos. A la salida de los inversores está el **cableado de corriente alterna**, que llega hasta el **punto de vertido en el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)** de la nave. Desde la caseta hasta la nave, el cableado entrará en la arqueta y circulará enterrado en una **zanja** hasta la nave. Una vez este cableado sale por la arqueta situada en el extremo de la nave, irá sobre bandeja de rejilla aérea hasta el Cuadro General de Baja Tensión.

Por la zanja transcurrirán **4 tubos de Polietileno de alta densidad (HDPE)** curvables corrugados de diámetro 22,5cm, siguiendo la ITC-BT-21 del Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Tabla 40. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	–

Ya que por cada tubo transcurrirá una línea trifásica con las 3 fases, el neutro y protección.

Respecto a las bandejas de rejilla en alterna se utilizarán bandejas de 300x100mm tanto en la caseta de inversores como en la línea de vertido hasta el Cuadro General de Baja Tensión en la nave.

La ubicación exacta de la caseta para los inversores, la zanja, la disposición de las bandejas y las características de la zanja está todo representado claramente en los planos adjuntos.

### 5.3 PROTECCIONES

Las instalaciones fotovoltaicas son instalaciones eléctricas, y como se ha calculado en el apartado, la instalación se diseña para que sus diferentes partes soporten tensiones e intensidades **en unas condiciones normales**. Sin embargo, se pueden dar ocasiones en las que se produzcan **tensiones o intensidades fuera de los límites normales**, por tanto, en estos casos se debe asegurar la integridad de la instalación y la protección de las personas. Para ello, todas las instalaciones deben tener **cuadros de protecciones** con todos los equipos de protección.

Las instalaciones fotovoltaicas trabajan con dos tipos de corriente, continua y alterna. Por tanto, hay que calcular las protecciones específicas para cada parte.

A continuación, se tratarán los dispositivos que se deberán instalar en este diseño.

#### 5.3.1 Protecciones en corriente continua

Las **protecciones** que se estudian en este apartado protegen las líneas que conectan los módulos con los inversores ante sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos.

#### FUSIBLES

El primer **dispositivo de protección** son los **fusibles**, protegiendo frente a sobreintensidades y cortocircuitos. Este interrumpe la circulación de corriente automáticamente cuando una sobreintensidad funde el hilo metálico que lo forma.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, sirve **para proteger los módulos fotovoltaicos frente a corrientes inversas** que puedan darse en el *string* al estar conectados en paralelo. En la instalación estudiada solo se tiene un *string* por MPPT, es decir, no hay *strings* en paralelo, por tanto no es necesario instalar fusibles.

La norma UNE-HD 6364-7-712 aclara lo explicado y especifica que instalar fusibles solo es obligatorio cuando se tienen **más de 2 strings conectados en paralelo**.

Esto se puede comprobar también siguiendo la IEC62548, donde se especifica que se necesitará instalar fusibles si se cumple la siguiente condición:

*Ecuación 12: Necesidad de fusibles*

$$\left( (N_s - 1) \times I_{sc\_mod} \right) > I_{mod\_max\_OCPR}$$

Dónde:

- $N_s$  = Número de strings en paralelo.

- $I_{sc\_mod}$  = Corriente de cortocircuito del módulo (18,23 A).
- $I_{mod\_max\_OCPR}$  = Corriente de fusible máximo (30 A).

Por tanto, hasta 2 *strings* colocados en paralelo no serían necesarios fusibles, el panel no ofrecerá nunca una corriente superior a su corriente de cortocircuito.

Por otro lado, los inversores seleccionados cuentan con un interruptor seccionador mediante el cual se pueden aislar los módulos fotovoltaicos en caso de tareas de mantenimiento.

### DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Otros dispositivos a estudiar son los **descargadores de sobretensiones**, estos son equipos diseñados para proteger las instalaciones eléctricas de los **picos de tensión**, derivándolos hacia una toma de tierra. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, desempeñan un papel fundamental al prevenir sobretensiones que podrían dañar los paneles solares, los inversores y otros componentes eléctricos.

Los modelos de inversores SUN2000-100KTL-M1 y SUN2000-50KTL-M3 cuentan con esta protección contra sobretensiones, por tanto, **no es necesario añadir estas protecciones en un cuadro de protecciones de continua**.

### **5.3.2 Protecciones en corriente alterna**

Esta es la parte de la instalación aguas abajo de los inversores. Los equipos de protección a estudiar son los interruptores **magnetotérmicos y diferenciales**.

### INTERRUPTORES MAGNETOTÉRMICO

Este equipo se encarga de proteger la instalación y cortar la corriente en caso de cortocircuitos en la red eléctrica y sobrecargas. Estos interruptores formarán parte del cuadro de protecciones de alterna. Se instalarán en las salidas de cada uno de los inversores y en la línea de vertido, tanto en la salida del cuadro de alterna como en el punto de vertido en el cuadro general de baja tensión de la fábrica.

El dimensionamiento de los mismos lo marca la norma UNE HD 60364-4-43:2013., donde se especifica como determinar sus características de funcionamiento necesarias.

La intensidad nominal del dispositivo deber seguir la siguiente condición:

*Ecuación 13: Condiciones intensidad nominal del IA*

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad ; \quad I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

Dónde:

- $I_B$  = Intensidad de diseño de la línea, en este caso la de salida de los inversores.
- $I_n$  = Intensidad nominal del interruptor magnetotérmico.
- $I_z$  = Intensidad máxima admisible por el cable.
- $I_2$  = Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección. Para interruptores automáticos,  $I_2 = 1,3 \times I_n$ .

La siguiente tabla muestra intensidades nominales que cumplen las condiciones mencionadas:

Tabla 41. Intensidades asignadas de los interruptores magnetotérmico. Fuente: Propia

	Inversor 100kW	Inversor 50kW	Línea Vertido
$I_B$ (A)	160,40	79,80	1.042,20
$I_z$ (A)	328,00	169,00	1.797,00
$I_n$ (A)	250,00	80,00	1.250,00
$I_2$ (A)	325,00	104,00	1.625,50
CUMPLE	SÍ	SÍ	SÍ

Para acabar de determinar las especificaciones necesarias del interruptor magnetotérmico se debe asegurar que la línea esté protegida frente a cortocircuitos, para ello debe cumplirse las condiciones:

- **1ª Condición: Poder de corte**  $I_{dispositivo} \geq I_{cc,m\acute{a}x}$

$I_{cc,m\acute{a}x,red}$  en este caso es en el punto de vertido y lo marca la distribuidora (Iberdrola), 50 kA. De este modo se asegura que el magnetotérmico puede cortar la mayor intensidad de cortocircuito posible. Este poder de corte lo debe tener el interruptor que se encuentra en la línea de vertido en el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT). Los que se encuentran aguas arriba de este (hacia los inversores), pueden tener un poder de corte menor.

Para calcular este poder de corte menor necesario en la salida del cuadro de alterna se debe tener en cuenta la impedancia total del cable hasta cuadro de alterna. Para ello se calculan las impedancias desde la red hasta el cuadro:

Ecuación 14: Impedancia de la red

$$Z_{red} = \frac{V}{\sqrt{3} \times I_{cc,m\acute{a}x}} \rightarrow X_{red} = 0.995 \times Z_{red} \rightarrow R_{red} = 0.1 \times X_{red}$$

Donde:

- $Z_{red}$  = Impedancia de la red de distribución desde el centro de transformación ( $\Omega$ ).
- $X_{red}$  = Reactancia de la red de distribución desde el centro de transformación ( $\Omega$ ).
- $R_{red}$  = Resistencia de la red de distribución desde el centro de transformación ( $\Omega$ ).
- $V$  = Tensión entre fases de la red de baja tensión (400V).
- $I_{cc,m\acute{a}x,red}$  = Intensidad máxima de cortocircuito de la red de distribución (50 kA).

Una vez obtenidas estas impedancias se calculan las del cable:

Ecuación 15: Impedancia por el cable

$$R_{cable} = \frac{L \times \rho_{cu90}}{S_F} ; X_{cable} = \frac{0.1 \times L}{4}$$

Donde:

- $X_{cable}$  = Reactancia por fase de la línea ( $\Omega$ ).
- $R_{cable}$  = Resistencia por fase de la línea ( $\Omega$ ).
- $\rho_{cu90}$  = Conductividad eléctrica del cobre a 90°C (0,02198  $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ).
- $L$ : longitud de la línea (m).

- $S$  = Sección de la línea ( $\text{mm}^2$ ).
- 4 por tener 4 conductores por fase

Ahora se puede calcular la impedancia total hasta el cuadro de alterna, que se denominará punto 1:

Ecuación 16: Impedancia total

$$X_1 = X_{red} + X_{cable} ; R_1 = R_{red} + R_{cable}$$

$$Z_1 = \sqrt{R_1^2 + X_1^2}$$

Finalmente se obtiene el cortocircuito máximo en el punto 1:

Ecuación 17: Cortocircuito máximo en el punto 1

$$I_{cc,m\acute{a}x,1} = \frac{V}{\sqrt{3} \times Z_1}$$

A continuación, se adjunta una tabla resumen con los cálculos realizados:

Tabla 42. Intensidad de cortocircuito máximo en la salida del cuadro de alterna. Fuente: Propia

$Z_{red}$ ( $\Omega$ )	$X_{red}$ ( $\Omega$ )	$R_{red}$ ( $\Omega$ )	$X_{cable}$ ( $\Omega$ )	$R_{cable}$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )	$R_1$ ( $\Omega$ )	$Z_1$ ( $\Omega$ )	$I_{cc,m\acute{a}x,1}$ (A)
4,60E-03	4,58E-03	4,58E-04	1,50E-03	1,37E-03	6,08E-03	1,83E-03	6,35E-03	36.237,71

Una vez obtenido la intensidad de cortocircuito máxima en la salida del cuadro de alterna se pueden suponer los poderes de corte necesarios de los interruptores magnetotérmicos.

Para el interruptor situado en el inicio de la línea de vertido el poder de corte debe ser mayor que 36.237,71 A y los interruptores situados inmediatamente aguas arriba, en las líneas de cada salida de cada inversor, podrán tener un poder de corte menor. Se tomará para estos 36kA.

- **2ª Condición:**  $I_{cc,m\acute{i}n} \geq I_m$

Significa que el cortocircuito mínimo de la línea ( $I_{cc,m\acute{i}n}$ ) debe ser mayor que la intensidad de disparo del interruptor ( $I_m$ ), asegurando su actuación. La intensidad de cortocircuito mínima sigue la siguiente fórmula:

Ecuación 18: Intensidad de cortocircuito mínima

$$I_{cc,m\acute{i}n} = \frac{V}{\sqrt{3} \times \sqrt{(R_1 + R_n)^2 + (X_1 + X_n)^2}} \rightarrow I_{cc,m\acute{i}n} = \frac{V}{\sqrt{3} \times 2 \times Z_1}$$

Donde:

- $R_n$  = Resistencia del neutro de la línea ( $\Omega$ ).
- $X_n$  = Reactancia del neutro de la línea ( $\Omega$ ).

Como el neutro es de la misma sección que los conductores de fase la impedancia final acaba siendo la doble la de fase y puede ser simplificada la ecuación.

Siguiendo esta ecuación tanto para los interruptores del cuadro de alterna como para la red de distribución desde el centro de transformación se obtienen las siguientes intensidades de cortocircuito mínimas.

Tabla 43. Intensidades de cortocircuito mínimas. Fuente: Propia

	$I_{cc,min}$ (A)
Interruptor en CGBT	25.000,00
Interruptor en cuadro de alterna	18.118,86

- **3ª Condición:**  $\frac{K^2 \times S^2}{t} > I_m^2 \rightarrow \frac{K \times S}{\sqrt{t}} > I_m$

Dónde:

- $K$  = coeficiente en función del conductor y el aislante. Para Cu y XLPE es 143.
- $S$  = sección de la fase de la línea a proteger.
- $I_m$  = intensidad de actuación del dispositivo.
- $t$  = tiempo de actuación del dispositivo de protección frente al cortocircuito.

Esta condición garantiza que la energía máxima disipada por el dispositivo sea menor que la energía máxima admisible de la línea a proteger.

#### INTERRUPTOR DIFERENCIAL

El interruptor diferencial protege a las personas frente a contactos indirectos o corrientes de fuga generadas en la instalación. Al tratarse de una instalación industrial se utilizará una sensibilidad del diferencial de 300mA. Se instalarán interruptores magnetotérmicos más diferencial. Estos se instalarán en la línea de vertido, en el cuadro de protecciones de alterna y en el punto de vertido en el cuadro general de baja tensión (CGBT).

#### EQUIPOS A INSTALAR

Los interruptores que se instalará cumplen con las especificaciones que requieren sus líneas y son los siguientes:

- Líneas Salida Inversores 100kW: **Interruptor Automático CVS250F TM250D - 4P/4R**. El cual tiene una intensidad nominal de 250A, su poder de corte de 36kA y siendo su curva de disparo:

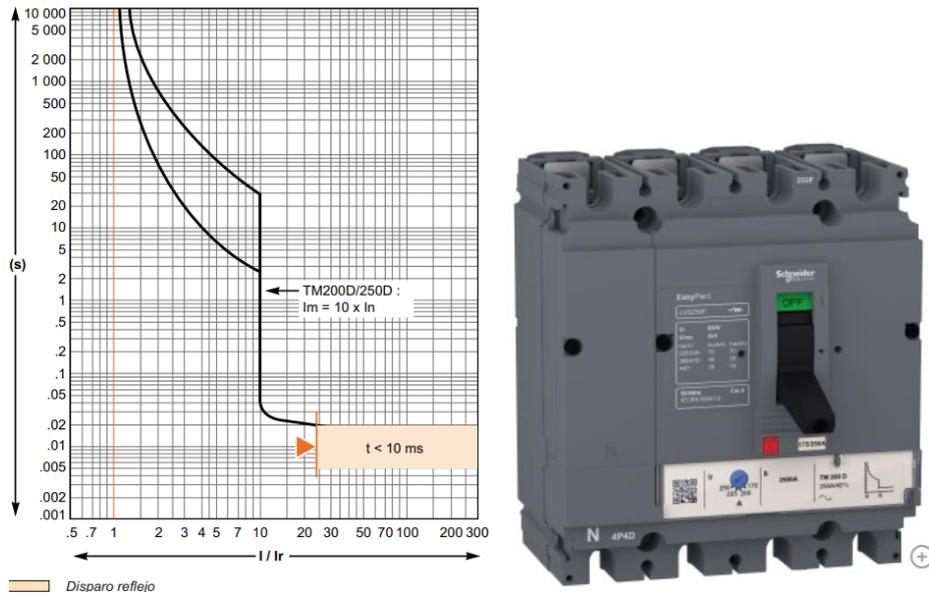


Figura 38. Curva de disparo e Interruptor Automático CVS250F TM250D - 4P/4R. Fuente: Schneider Electric

Se observa que su  $I_m = 10 \times I_n = 2.500 \text{ A} < I_{cc,mín}$ , cumpliendo la condición de cortocircuito mínimo. También cumple la 3ª condición:  $\frac{K^2 \times S^2}{t} = \frac{143 \times 95}{\sqrt{0.01}} > I_m$ .

- Líneas Salida Inversor 50kW: **Interruptor Automático CVS100F TM80D - 4P/4R**. Cuenta con una intensidad nominal de 80A y un poder de corte de 36 kA. Curva de disparo:

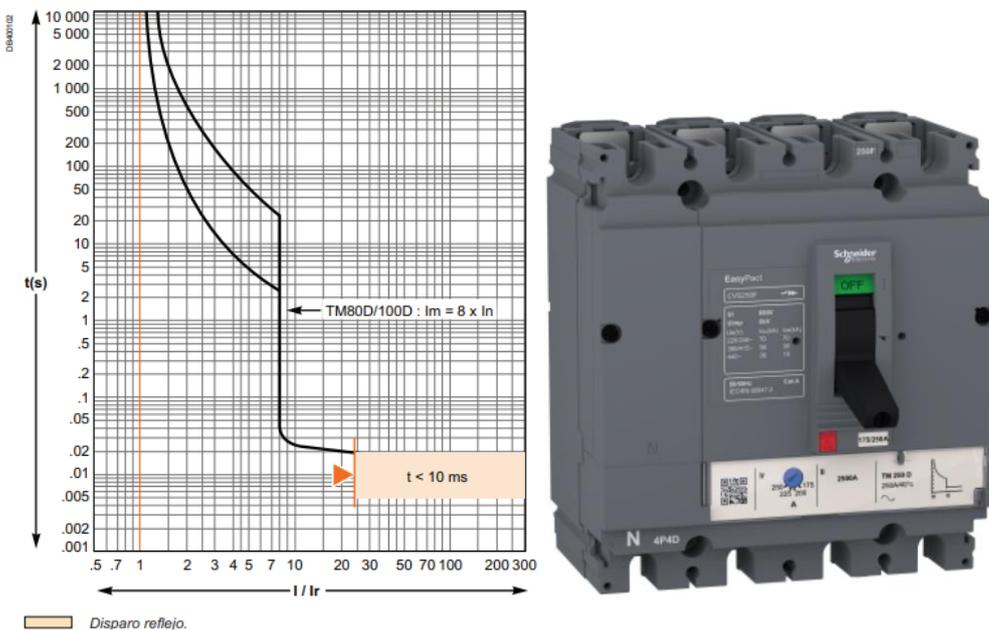


Figura 39. Curva de disparo e interruptor CVS100F TM80D - 4P/4R. Fuente: Schneider Electric

Según la gráfica  $I_m = 8 \times 80 = 640 \text{ A}$ , cumpliendo la condición de cortocircuito mínimo. También cumple la 3ª condición:  $\frac{K^2 \times S^2}{t} = \frac{143 \times 35}{\sqrt{0.01}} > I_m$ .

- Línea de vertido: los dos interruptores que se pondrán en esta línea deben llevar asociado un relé diferencial de 300mA, bobina de disparo y un toroidal para relés. El interruptor a instalar será el **Interruptor Automático NS1250-N 4P 50kA**, el relé diferencial **RH99M 220-240V CA**

**0,03A-30A**, que se regulará para un sensibilidad de 300mA. A continuación, se muestra un ejemplo de cómo se instalan estos equipos:

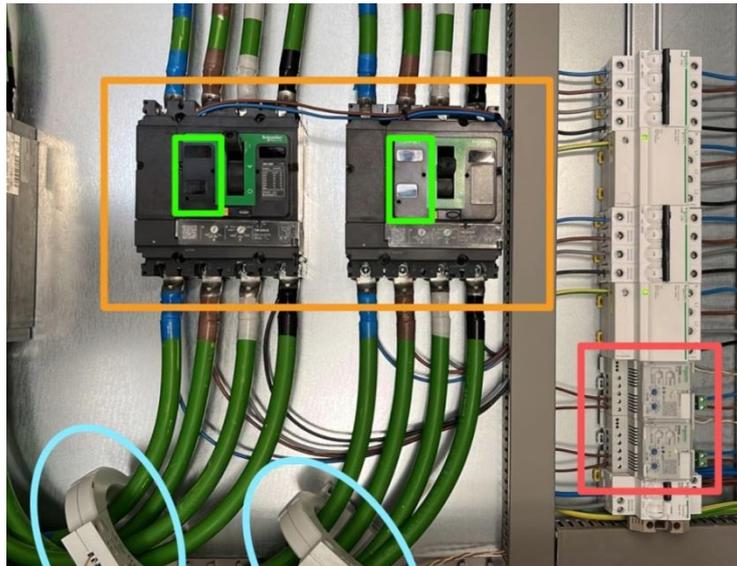


Figura 40. Ejemplo instalación interruptores automáticos (naranja), relés (rojo), toroidales (azul), bobinas (azul).  
Fuente: Indertec S.L

Esta imagen deja clara la disposición y el funcionamiento conjunto de un interruptor automático con un relé diferencial, un toroidal y una bobina de disparo. El toroidal mide la corriente que fluye a través de los conductores y la envía al relé diferencial. Si el relé detecta una diferencia significativa entre la corriente de entrada y salida, activa la bobina de disparo, lo que a su vez interrumpe el circuito eléctrico a través del interruptor automático.

El **Interruptor Automático NS1250-N 4P 50kA** cumple todas las condiciones de la línea, contando con una intensidad nominal de 1.250A, poder de corte de 50kA y una intensidad de actuación  $I_m = (1.875 \sim 12.500)$  A. Es cierto que en el interruptor automático que está en el cuadro de alterna se podría poner un interruptor con menor poder de corte, siempre y cuando fuera mayor que 36.237,71 A, pero se ha optado por poner de 50kA para los dos.



Figura 41. Interruptor Automático NS1250-N 4P 50kA y relé diferencial RH99M. Fuente: SchneiderElectric

### 5.3.3 Puesta a tierra

La **puesta a tierra** es un procedimiento importante que tiene como objetivo principal garantizar la seguridad de las personas y proteger los equipos y sistemas eléctricos. Consiste en

conectar todas las **partes metálicas no activas (masas)** de la instalación a un punto de tierra mediante conductores y electrodos. Estos proporcionan una **ruta de baja resistencia** para que corrientes de fuga o una descarga de origen atmosférico fluya hacia la tierra.

Las partes metálicas de la instalación: las **carcasas inversores**, las **masas del cuadro de protecciones** se conectarán al embarrado de la puesta a tierra existente en el Cuadro General de Baja Tensión de la fábrica, transcurriendo junto con los conductores activos de alterna a través de la zanja hasta la nave.

En el caso de los paneles fotovoltaicos, se instalará una toma a tierra independiente para ellos. Para esta puesta tierra se busca una **resistencia a tierra baja, de 10Ω**.

Se pretende utilizar una puesta a tierra formada por un **anillo de conductor de cobre enterrado y picas de 2 metros de longitud**. Se debe tener en cuenta que el conjunto de picas y el anillo están en paralelo respecto de tierra, por lo que la fórmula de la resistencia a tierra sigue la siguiente fórmula:

*Ecuación 19: Resistencia de puesta a tierra*

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{anillo}} + \frac{1}{R_{picas}} ; R_{anillo} = \frac{2 \times \rho}{L_c} ; R_{picas} = \frac{\rho}{n \times L_p}$$

Donde:

- $R_t$  = Resistencia total a tierra ( $\Omega$ ).
- $R_{anillo}$  = Resistencia del conductor enterrado horizontalmente ( $\Omega$ ).
- $R_{picas}$  = Resistencia de las picas ( $\Omega$ ).
- $\rho$  = resistividad eléctrica del terreno, se supone 500  $\Omega \cdot m$ .
- $L_c$  = Longitud del conducto de cobre enterrado (m).
- $L_p$  = Longitud de las picas (m).

El anillo que se instalará tendrá 20 metros de largo y 15 metros de ancho, por lo tanto, 70 metros de longitud total. Como se pretende obtener una resistencia total de 10  $\Omega$  mediante picas de 2m de longitud, con las fórmulas mencionadas se calcula el número de necesarias.

El resultado exacto son 7,5 picas, finalmente se instalarán **8 picas**, aportando una resistencia total a tierra de **9,8  $\Omega$** . El esquema de la puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos queda de la siguiente forma:

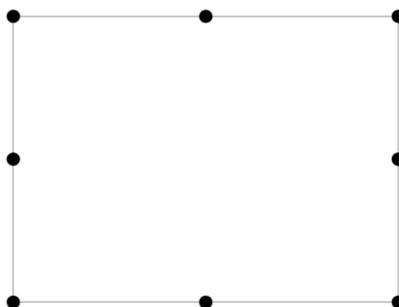


Figura 42. Puesta a tierra de los paneles solares y bandejas. Fuente: Propia

En la representación los puntos representan las picas y la línea el conductor de cobre desnudo.

Una vez determinada la puesta a tierra para los paneles fotovoltaicos, se especifica la sección de los **conductores de protección**, aquellos que unen los conductores de tierra con las partes metálicas de los paneles y las bandejas de rejilla por las que irán los conductores de continua.

Como se ha explicada en el apartado 5.1.4, la sección de los conductores de protección depende de la sección de los conductores de fase. En el caso de que el material de ambos tipos de conductores sea el mismo, la sección mínima de los conductores de protección es especificada en la tabla 2 de la ITC-BT-18.

Tabla 44. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-BT-18.

SECCIONES DE LOS CONDUCTORES DE FASE DE LA INSTALACIÓN $S (mm^2)$	SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN $S_p (mm^2)$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Como los conductores de continua de los *strings* llegan a una sección de  $10 \text{ mm}^2$ , menos que  $16 \text{ mm}^2$ , los conductores de protección serán también de  $10 \text{ mm}^2$ .

Cada fila de módulos irá conectada a la puesta a tierra, conectando el marco metálico de todos los módulos de la fila al cable de protección y este al embarrado de la puesta a tierra independiente. Las bandejas se conectarán del mismo modo a tierra cada 15 metros.

## 5.4 INYECCIÓN CERO. SISTEMA ANTIVERTIDO

El modelo de **autoconsumo** al que se acoge esta instalación es el **autoconsumo sin excedentes**, esto significa que **no vierte excedentes** a la red y lo generado por los módulos solares solo es consumido por el usuario. Según el **decreto 244/2019**, en las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, es obligatorio instalar un **mecanismo antivertido** que impida la inyección de energía excedentaria a la red de distribución.

Para este requisito la instalación fotovoltaica contará con un **sistema con control dinámico de la potencia** generada por los inversores en función de los parámetros de consumo, el **Smart Meter**. Este es un contador bidireccional que detecta con precisión todo el sistema de autoconsumo y permite monitorizar continuamente los flujos de energía de la instalación fotovoltaica. Se instala en el Cuadro General de Baja Tensión, conectado mediante cable de datos con el **Smart Logger** y midiendo de forma directa tensión e intensidad mediante toroidales del cableado que sale del Cuadro General de Baja Tensión, CGBT.

El Smart Logger se utiliza para conectar varios inversores en paralelo, monitorizarlos y gestionar su generación de energía, dando orden a los inversores de adaptar la generación a la curva de demanda de la fábrica. Este dispositivo estará situado en el cuadro de protecciones de alterna.

Con el trabajo de estos equipos se regula la generación de los inversores de modo que no generen excedentes cuando la producción de energía de la planta supera el consumo. En el siguiente gráfico se puede observar el funcionamiento del sistema antivertido:

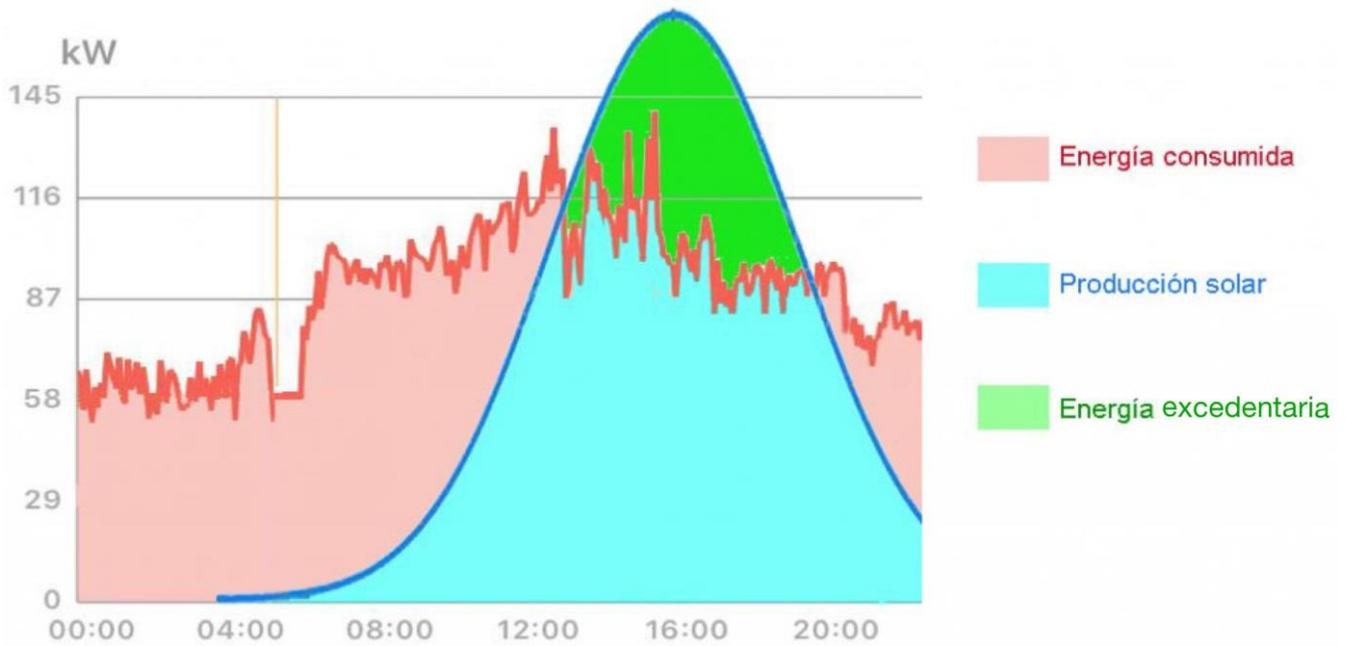


Figura 43. Funcionamiento sistema antivertido. Fuente: Indertec, S.L

En el caso de las instalaciones con **inyección cero**, el área verde no existe ya que lo impide el sistema antivertido. Este sistema hace que la **producción se ajuste al consumo** y se **produzca como máximo tanto como se consume**, es decir, la producción seguiría el área azul de la gráfica.

Como se puede observar la instalación fotovoltaicas de la figura podría generar más energía, pero como se ha explicado, el sistema de antivertido **gestiona la generación de los inversores**.

Para el diseño estudiado, el equipo que se instalará es el siguiente:

- Como Smart Meter se utilizará el HUAWEI Janitza UMG 604-PRO, que cuenta con todos con todos los certificados y requisitos del Real Decreto 244/2019.



Figura 44. Janitza UMG 604-PR. Fuente: Solarshop

- Como Smart Logger se contará con el HUAWEI SmartLogger 3000A, que igual que el Smart Meter cuenta con todos los certificados necesarios y es compatible con los inversores del diseño.

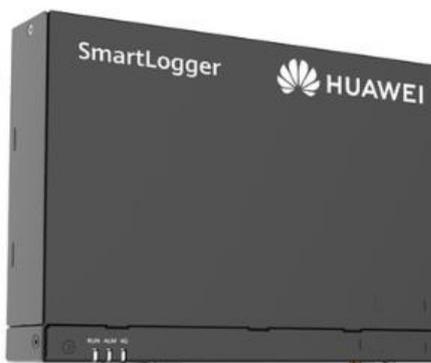


Figura 45. HUAWEI SmartLogger 3000A. Fuente: Solarshop

Para la seguridad de los mismos se instalarán **equipos de protecciones** en las líneas que los conectan. Para el Smart Logger se instalará un interruptor automático diferencial 2 polos, 10A de intensidad nominal, 25kA de poder de corte y 30mA de sensibilidad.

Respecto al Smart Meter, a este llega una línea trifásica, por tanto se instalará un interruptor automático y diferencial de 4 polos, en este caso de 25A de intensidad nominal, 25kA de poder de corte y 30mA de sensibilidad.

Las masas de ambos equipos estarán conectadas a tierra.



## 6 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

En este apartado se muestra un resumen del presupuesto por capítulos para realización del diseño de instalación solar fotovoltaica estudiada. Una vez conocida la inversión se estudiará la rentabilidad el proyecto a lo largo de la vida útil de la planta fotovoltaica.

Tabla 45. Resumen presupuesto. Fuente: Propia

IO	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	384.903,87 €
O0	OBRA CIVIL	12.825,21 €
V0	VALLADO DEL TERRENO	10.170,05 €
S0	SAGURIDAD Y SALUD	1.652,00 €

Presupuesto de Ejecución de Material (PEM)		<b>409.551,13 €</b>
Gastos generales	13%	53.241,65 €
Beneficio industrial	6%	24.573,07 €
		<b>487.365,84 €</b>
IVA	21%	102.346,83 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)		<b>589.712,67 €</b>

El presupuesto de la instalación solar fotovoltaica asciende a la cantidad de **CUATROCIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS CON OCHENTA Y CUATRO CÉNTIMOS DE EURO** (IVA excluido).



## 7 ESTUDIO DEL VIABILIDAD Y RENTABILIDAD

El apartado de **viabilidad** un en un diseño como el que se ha estudiado es de gran importancia, ya que demuestra si merece la pena la inversión y si se debería llevar a cabo o no.

Conociendo **el contexto actual económico** en el que se encuentra el autoconsumo, que ha sido explicado en la introducción de este documento, es de esperar que se trate de un diseño de instalación solar fotovoltaica **rentable**. Pero conviene demostrarlo y observar a que nivel.

La rentabilidad de la instalación se basa en la generación eléctrica de la misma y por tanto, en el ahorro económico que esta genera, que es el objetivo de este diseño.

La producción de la instalación ya ha sido mostrada en el apartado 4.3.4 donde se explicaba la distribución escogida, la cual se recupera para este apartado. La tabla que importa para el ahorro es la de **energía autoconsumida por periodo de la tarifa**.

Tabla 46. Ahorro anual con la 3ª Simulación. Fuente: Propia

	AHORRO ANUAL					
	ENERGÍA CONSUMIDA HS			ENERGÍA AUTOCONSUMIDA		
	kWh	€/kWh	€	kWh	€/kWh	€
P1	205.882,68	0,2220	45.705,96 €	120.613,05	0,2220	26.776,10 €
P2	227.555,07	0,2066	47.012,88 €	131.603,23	0,2066	27.189,23 €
P3	273.838,17	0,1873	51.289,89 €	200.607,79	0,1873	37.573,84 €
P4	300.225,71	0,1753	52.629,57 €	221.761,35	0,1753	38.874,76 €
P5	146.401,62	0,1677	24.551,55 €	104.873,85	0,1677	17.587,35 €
P6	152.627,49	0,1684	25.702,47 €	92.982,68	0,1684	15.658,28 €
TOTAL	1.306.530,74		246.892,31 €	872.441,95		<b>163.659,56 €</b>
					0,1890	€/kWh
					precio ponderado de autoconsumo	

Una vez conocidos el ahorro anual y la inversión a realizar se puede realizar el análisis económico, pero antes se explicará las consideraciones necesarias.

- Existen **incentivos y subvenciones** para las instalaciones de generación de energía renovable para autoconsumo, de orígenes europeos y gestionados por parte del gobierno y comunidades autónomas competentes. Las subvenciones van en función de la instalación y el solicitante, algunas pueden llegar a cubrir hasta el 65% de la inversión. En este estudio económico **no se van a contemplar subvenciones**, ya que se quiere probar su rentabilidad en la **situación más desfavorable**.
- Para conocer el ahorro económico se ha ponderado los precios de la tarifa, como se aprecia en la tabla superior, dividiendo el coste total de la energía anual en horas solares entre la energía consumida anual en horas solares. Para la evolución del coste de la energía a lo largo del período se va a considerar un **IPC del 1%**.
- Otro factor a tener en cuenta es la degradación de los paneles, esta se obtiene de la ficha técnica, siendo la degradación que asegura el fabricante del **0,55% anual**.
- No se va a suponer financiación de la inversión.

- Se añaden **gastos de mantenimiento** anuales, que también aumentarán con el paso de los años. También se contará con el cambio de los inversores cada 10 años.
- Se van a estudiar a lo largo de toda la vida útil, 25 años.
- El **Valor Neto Actual (VAN)** indica la **viabilidad y la rentabilidad** de la inversión de un proyecto. Calculando la diferencia del valor presente del coste de la inversión y los ahorros futuros que generará, mediante la actualización de los flujos de gastos e ingresos. Si el **resultado del VAN es positivo** indica que existen **ganancias** y por tanto es rentable. Para ello a los flujos de caja se les descuenta la tasa de actualización. Para este cálculo se supone una tasa de actualización mínima exigida del 10%. Actualmente, esta tasa en el sector fotovoltaico es menor pero se supone este porcentaje suponiendo una situación más desfavorable.
- La **Tasa Interna de Retorno (TIR)** es el porcentaje de beneficio que aporta la inversión. En concreto la TIR es la tasa de actualización que hace que el **VAN sea 0**, por lo que el TIR representa en que tasa y en cuanto tiempo se amortiza la inversión.
- Finalmente se considera un tipo impositivo del 25%.

Después de tener en cuenta estas consideraciones a la hora de hacer el análisis económico se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 47. Resultado de la inversión. Fuente: Propia

VAN	642.957,86€
TIR	26,62%
Pay-Back	4 años

Estos resultados demuestran la rentabilidad del diseño realizado. Lo que permitirá a partir del 4 año, reducir en gran medida sus gastos en energía e invertir ese dinero en diferentes aspectos que le interesen a la misma. El ahorro anual calculado representa un 66% del gasto económico en las horas solares y lo que impide un mayor ahorro y por tanto una mayor rentabilidad es el espacio disponible.

Por último, se adjunta la tabla entera con el análisis económico completo:

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Tabla 48. Análisis económico. Fuente: Propia

AÑO	AHORRO ENERG. (kWh)	PRECIO ENERGÍA (€/kWh)	AHORRO ECONÓMICO (€)	MANTENIEM.	CAMBIO INVERSORES	AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN	BENEFICIO BRUTO	IS A PAGAR	BENEFICIO NETO	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0		0,18897								-487.365,84€	-487.365,84€
1	872.441,95	0,19086	166.512,12 €	1.500,00 €	0,00 €	19.494,63€	145.517,48€	36.379,37€	109.138,11€	128.632,75€	-358.733,10€
2	867.643,52	0,19277	167.252,26 €	1.530,15 €	0,00 €	19.494,63€	146.227,48€	36.556,87€	109.670,61€	129.165,24€	-229.567,85€
3	862.871,48	0,19469	167.995,70 €	1.545,45 €	0,00 €	19.494,63€	146.955,62€	36.738,90€	110.216,71€	129.711,35€	-99.856,51€
4	858.125,69	0,19664	168.742,44 €	1.560,91 €	0,00 €	19.494,63€	147.686,90€	36.921,73€	110.765,18€	130.259,81€	30.403,30€
5	853.406,00	0,19861	169.492,50 €	1.576,52 €	0,00 €	19.494,63€	148.421,35€	37.105,34€	111.316,01€	130.810,65€	161.213,95€
6	848.712,26	0,20059	170.245,90 €	1.592,28 €	0,00 €	19.494,63€	149.158,98€	37.289,75€	111.869,24€	131.363,87€	292.577,82€
7	844.044,35	0,20260	171.002,64 €	1.608,20 €	0,00 €	19.494,63€	149.899,80€	37.474,95€	112.424,85€	131.919,49€	424.497,30€
8	839.402,10	0,20463	171.762,75 €	1.624,29 €	0,00 €	19.494,63€	150.643,83€	37.660,96€	112.982,87€	132.477,50€	556.974,81€
9	834.785,39	0,20667	172.526,23 €	1.640,53 €	0,00 €	19.494,63€	151.391,07€	37.847,77€	113.543,30€	133.037,94€	690.012,74€
10	830.194,07	0,20874	173.293,11 €	1.656,93 €	26.615,87 €	19.494,63€	125.525,67€	31.381,42€	94.144,26€	113.638,89€	803.651,63€
11	825.628,00	0,21083	174.063,40 €	1.673,50 €	0,00 €	19.494,63€	152.895,26€	38.223,82€	114.671,45€	134.166,08€	937.817,71€
12	821.087,05	0,21293	174.837,11 €	1.690,24 €	0,00 €	19.494,63€	153.652,24€	38.413,06€	115.239,18€	134.733,81€	1.072.551,52€
13	816.571,07	0,21506	175.614,26 €	1.707,14 €	0,00 €	19.494,63€	154.412,49€	38.603,12€	115.809,37€	135.304,00€	1.207.855,52€
14	812.079,93	0,21721	176.394,87 €	1.724,21 €	0,00 €	19.494,63€	155.176,02€	38.794,01€	116.382,02€	135.876,65€	1.343.732,17€
15	807.613,49	0,21939	177.178,94 €	1.741,45 €	0,00 €	19.494,63€	155.942,85€	38.985,71€	116.957,14€	136.451,77€	1.480.183,95€
16	803.171,62	0,22158	177.966,50 €	1.758,87 €	0,00 €	19.494,63€	156.713,00€	39.178,25€	117.534,75€	137.029,38€	1.617.213,33€
17	798.754,17	0,22380	178.757,56 €	1.776,46 €	0,00 €	19.494,63€	157.486,47€	39.371,62€	118.114,85€	137.609,49€	1.754.822,82€
18	794.361,02	0,22603	179.552,14 €	1.794,22 €	0,00 €	19.494,63€	158.263,28€	39.565,82€	118.697,46€	138.192,10€	1.893.014,92€
19	789.992,04	0,22829	180.350,25 €	1.812,16 €	0,00 €	19.494,63€	159.043,45€	39.760,86€	119.282,59€	138.777,22€	2.031.792,14€
20	785.647,08	0,23058	181.151,91 €	1.830,29 €	26.615,87 €	19.494,63€	133.211,12€	33.302,78€	99.908,34€	119.402,97€	2.151.195,11€
21	781.326,02	0,23288	181.957,13 €	1.848,59 €	0,00 €	19.494,63€	160.613,90€	40.153,48€	120.460,43€	139.955,06€	2.291.150,17€
22	777.028,73	0,23521	182.765,93 €	1.867,07 €	0,00 €	19.494,63€	161.404,22€	40.351,05€	121.053,16€	140.547,80€	2.431.697,97€
23	772.755,07	0,23756	183.578,32 €	1.885,74 €	0,00 €	19.494,63€	162.197,94€	40.549,49€	121.648,46€	141.143,09€	2.572.841,06€
24	768.504,92	0,23994	184.394,33 €	1.904,60 €	0,00 €	19.494,63€	162.995,09€	40.748,77€	122.246,32€	141.740,95€	2.714.582,01€
25	764.278,14	0,24234	185.213,96 €	1.923,65 €	0,00 €	19.494,63€	163.795,68€	40.948,92€	122.846,76€	142.341,39€	2.856.923,40€
	20.430.425,15		4.392.602,23€	42.773,45€	53.231,74€	487.365,84€	3.809.231,20€	952.307,80€	2.856.923,40€	2.856.923,40€	



## 8 CONCLUSIONES

A lo largo de este Trabajo de Fin de Grado se ha realizado el **diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo** sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón, de este modo se utilizaría una energía limpia para conseguir un ahorro económico para la empresa. El **alto consumo energético** de la fábrica, el constante **aumento en el precio de la energía** y la gran **superficie de terreno inutilizado** que tiene la fábrica hacían bastante interesante este estudio.

Al observar la **demanda eléctrica tan elevada** que se pretende cubrir, aparece como factor limitante la **superficie útil**, teniendo que estudiar diferentes distribuciones de módulos para saber cuál es la más adecuada. Para ello se ha debido optar por un **criterio técnico de diseño** que optimizase el **número de paneles instalados y la generación** frente al criterio de **optimizar la eficiencia de los paneles**, ya que el primero se acababa traduciendo en un mayor ahorro que era el objetivo del trabajo.

Respecto a más factores que han condicionado el diseño se tiene las grandes dimensiones del mismo, en todos los aspectos. La elevada **potencia pico a instalar** de la planta demanda una **potencia nominal elevada** también, superior a los 100kW y por tanto debiendo acogerse al **autoconsumo sin excedentes**, teniendo que instalar un **mecanismo antivertido**, sistema de monitorización y gestión, para poder asegurar la inyección cero.

Relacionado con las dimensiones, se tiene la **lejanía de la nave con los módulos solares, el alto número de cables y las diferentes canalizaciones**. Por lo que se acaba optando por realizar una caseta para los inversores y no emplazar los inversores en la nave, reduciendo así las pérdidas el elevado cableado de corriente continua.

Cabe destacar que el diseño realizado ha suplido todas las limitaciones con las que se ha trabajado cumpliendo siempre toda la **normativa y legislación vigente**. Siendo el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RBET) indispensable para poder realizar el campo eléctrico de la instalación.

Teniendo en cuenta todo lo comentado y después observar los resultados del diseño, se puede concluir que la instalación **cumple el objetivo** que se estaba buscando, es decir, aprovechar una **superficie inutilizada y el recurso solar** en la ubicación para reducir lo máximo posible el consumo de la red y por tanto, generar un ahorro económico elevado, de unos 160.000€ anuales, que representan un 66% del gasto económico en horas solares. Esto demuestra la **rentabilidad** de las instalaciones solares fotovoltaicas y explica el **exponencial crecimiento del autoconsumo** que se está viviendo hoy en día. Lo que refleja la **evolución en la tecnología y los avances que se están logrando con respecto a las energías renovables**, apreciándose los **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)**. Apostando por energías renovables para reducir el consumo directo de red eléctrica, reduciendo a su vez el impacto que se tiene en el medio ambiente. Como se ha comentado en la introducción, apostar por esta energía ayuda en varios de estos objetivos, aumentando la proporción de la energía renovable, promoviendo la inversión, acercándose más a comunidades sostenibles y con consumo responsable.

Debido a estas conclusiones, aunque este diseño se haya basado solo en aprovechar el terreno de suelo inutilizado, sería una buena idea estudiar otras opciones para aumentar la potencia

instalada. La **cubierta** de la nave sería una opción a estudiar. Otra opción que podría ser considerada sería una **marquesina fotovoltaica** construida para funcionar como **aparcamiento**, pero al tratarse de aparcamientos para camiones conllevaría un dimensionamiento de la estructura que tal vez no fuera rentable. La mejor opción sería intentar alquilar o incluso comprar el terreno del vecino colindante que cuenta también con una amplia parcela como la de la fábrica. De este modo se llegaría a cubrir la demanda entera.

Adicionalmente, cabe recalcar como la realización de este diseño de instalación fotovoltaica ha permitido al alumno desarrollar un criterio técnico reforzado con los conocimientos adquiridos a lo largo del grado y durante la estancia en prácticas en empresa. En las cuales ha podido trabajar en proyectos poniendo en práctica lo aprendido en los últimos cuatro años y sus habilidades sociales a la hora trabajar en equipo con sus compañeros.

## 9 BIBLIOGRAFIA

- Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (s.f.). Recuperado el Mayo de 2023, de <https://www.boe.es/>
- AQUAE. (21 de junio de 2022). *AQUAE FUNDACIÓN*. Recuperado el Mayo de 2023, de ¿Qué es la energía solar?: <https://www.fundacionaquae.org/wiki/que-es-energia-solar/>
- Artesa. (s.f.). *Artesa.shop*. Recuperado el junio de 2023, de ¿Qué tipo de protecciones se recomienda en un sistema solar?: <https://atersa.shop/que-tipo-de-protecciones-se-recomienda-en-un-sistema-solar/>
- BetSolar. (s.f.). *BetSolar*. Recuperado el junio de 2023, de Todo lo que necesitas saber sobre el Huawei Smart Logger 3000A: <https://betsolar.es/todo-lo-que-necesitas-saber-sobre-el-huawei-smart-logger-3000a/>
- Buñuel, S. R. (3 de diciembre de 2022). *SOLFLY*. Recuperado el mayo de 2023, de Mapa de radiación solar en España: tablas por provincias: <https://solfly.net/placas-solares/mapa-de-radiacion-solar-en-espana-tablas-por-provincias/>
- Cambio energético. (19 de junio de 2019). *Cambio energético*. Recuperado el mayo de 2023, de ¿CÓMO ORIENTO LAS PLACAS SOLARES?: <https://www.cambioenergetico.com/blog/como-orientar-las-placas-solares/>
- Cambio Energético. (17 de mayo de 2022). *Cambio Energético*. Recuperado el junio de 2023, de ¿Debería sobredimensionar mi campo solar respecto a la potencia del inversor?: <https://www.cambioenergetico.com/blog/sobredimensionar-campo-solar/>
- Conocimientoweb.net. (Mayo de 2023). *Conocimientoweb.net*. Obtenido de Tipos de semiconductores: <https://conocimientosweb.net/dcmt/ficha6262.html>
- E4e. (2021 de Abril de 29). *E4e*. Recuperado el Mayo de 2023, de PNIEC- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021 – 2030: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/plan-nacional-integrado-energia-clima>
- EFIMARKET. (01 de marzo de 2022). *efimarket.com*. Recuperado el mayo de 2023, de <https://www.efimarket.com/blog/la-hora-solar-pico-hsp-sirve-calcularlo/>
- Ipsom. (2022). *Ipsom*. Recuperado el mayo de 2023, de La energía solar en España se triplica en tan solo tres años: <https://www.ipsom.com/2022/03/la-energia-solar-en-espana-se-triplica-en-tan-solo-tres-anos/>
- Krannich. (17 de 11 de 2021). *Krannich*. Recuperado el junio de 2023, de LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS MÁS COMUNES QUE DEBEMOS DE TENER EN CUENTA EN LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS TANTO EN CORRIENTE CONTINUA (CC) COMO EN CORRIENTE ALTERNA (AC): <https://krannich-solar.com/es-es/blog/protecciones-electricas-en-instalaciones-fotovoltaicas-de-ambito-residencial-e-instalaciones-aisladas/>
- Ramírez, P. (26 de septiembre de 2022). *Economía3*. Recuperado el junio de 2023, de Van y TIR: Concepto, diferencias y cómo calcularlos: <https://economia3.com/van-tir-concepto->

diferencias-como-

calcularlos/#:~:text=El%20VAN%20nos%20permite%20comparar,inversi%C3%B3n%20sin%20comparar%20entre%20proyectos.

Roger Folch, J., Riera Guasp, M., & Roldán Porta, C. (2021). *Tecnología eléctrica* (4ª ed.). València: Editorial Síntesis.

Ruiz, E. (2023 de Abril de 21). *solarplus.es*. Recuperado el Mayo de 2023, de El inversor es el corazón de tu instalación de placas solares: <https://solarplus.es/inversores>

Selectra. (s.f.). *Tarifasgasluz*. Recuperado el junio de 2023, de ¿Qué es y para qué sirve un sistema de monitorización?: <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes/sistema-monitorizacion-fotovoltaica>

Sociedad Pública Ihobe. (20 de julio de 2020). *ihobe*. Recuperado el junio de 2023, de El Pacto Verde Europeo, una hoja de ruta para impulsar la economía sostenible: <https://www.ihobe.eus/actualidad/pacto-verde-europeo-una-hoja-ruta-para-impulsar-economia-sostenible>

Statista. (marzo de 2023). *Statista*. Recuperado el mayo de 2023, de Potencia solar fotovoltaica instalada en España en 2022, por comunidad autónoma: <https://es.statista.com/estadisticas/1004388/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-region-en-espana/>

TECNOSOL. (s.f.). *TIENDA ONLINE DE ENERGIA SOLAR Y SISTEMAS DE RIEGO*. Recuperado el junio de 2023, de Smart Meter FRONIUS 63 A-1: <https://tecnosolab.com/producto/autoconsumo-conexion-a-red/otros-materiales-autoconsumo/smart-meter-fronius-63A1#:~:text=El%20Smart%20Meter%20mide%20continuamente,fotovoltaica%20a%20la%20Red%20el%C3%A9ctrica>

United Nations Climate Change. (s.f.). *United Nations Climate Change*. Recuperado el Mayo de 2023, de El Acuerdo de París: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>

## **II. PRESUPUESTO**



## 1. INTRODUCCIÓN AL PRESUPUESTO

El **presupuesto** para la instalación solar fotovoltaica estudiada se ha obtenido mediante precios sobre datos de partidas de presupuestos de la empresa Industria de Energía y Tecnología, S.L. (Indertec, S.L) que han sido proporcionados es la estancia de prácticas en empresa. Por tanto, se ha trabajado con precios de mercado.

En específico los datos aportados por la empresa han sido **relacionados al material**. Respecto los presupuesto para la partidas de obra civil y seguridad, se han tomado precios de presupuestos de obras similares que también han sido facilitados por la empresa.

En cuanto al rendimiento de la mano de obra en las diferentes unidades de obra ha sido obtenido de la base de datos de Cype. El presupuesto de la puesta a tierra entera, también ha sido obtenido a partir de las bases de datos de Cype, ya que la empresa no contaba con información al respecto.

A continuación, se va a presentar el presupuesto con las mediciones de las unidades de obra y más adelante se adjuntan los cuadros de precios descompuestos.



## 2. PRESUPUESTO Y MEDICIONES

Tabla 1. Presupuesto con mediciones por unidad de obra. Fuente: Propia

CÓDIGO	CONCEPTO		CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
<b>F0</b>		<b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>			<b>384.903,87 €</b>
I1	ud.	Módulo fotovoltaico RSM110-8-545M	1.284,00	151,59 €	194.635,27 €
I2	ud.	Soporte SolarBloc 3º	1.620,00	27,22 €	44.092,76 €
I3	ml.	Cable Cu unipolar 1x4mm2 H1Z2Z2-K	1.276,00	1,45 €	1.845,91 €
I4	ml.	Cable Cu unipolar 1x6mm2 H1Z2Z2-K	2.684,00	1,49 €	3.993,35 €
I5	ml.	Cable Cu unipolar 1x10mm2 H1Z2Z2-K	4.906,00	2,77 €	13.565,26 €
I6	ml.	Bandeja de rejilla galvanizada 200x60	260,00	15,68 €	4.075,92 €
I7	ml.	Bandeja de rejilla galvanizada 300x100	185,00	20,39 €	3.771,26 €
I8	ud.	Inversor fotovoltaico HUAWEI SUN2000-100KTL-M1	6,00	4.075,54 €	24.453,23 €
I9	ud.	Inversor fotovoltaico HUAWEI SUN2000-50KTL-M3	1,00	2.162,64 €	2.162,64 €
I10	ml.	Línea eléctrica de 4x35+TT16mm2 de cobre	3,00	31,33 €	94,00 €
I11	ml.	Línea eléctrica de 4x95+TT50mm2 de cobre	37,00	75,39 €	2.789,27 €
I12	ml.	Línea eléctrica de 4x240+TT120mm2 de cobre	240,00	178,14 €	42.752,86 €
I13	ud.	Protección Interruptor Automático 1250A 4P + diferencial 300mA	2,00	6.790,29 €	13.580,57 €
I14	ud.	Protección Interruptor Automático 250A 4P	6,00	4.823,49 €	28.940,95 €
I15	ud.	Protección Interruptor Automático 80A 4P	1,00	1.445,96 €	1.445,96 €
I16	ud.	Caja de protecció de cuadro de alterna	1,00	406,19 €	406,19 €
I17	ud.	HUAWEI SmartLogger 3000A	1,00	953,90 €	953,90 €
I18	ud.	HUAWEI JANITZA UMG 604-PRO	1,00	717,45 €	717,45 €
I19	ml.	Tubo corrugado diametro 25 mm	175,00	1,76 €	307,65 €
I20	ml.	Protecciones del sistema antivertido	1,00	319,49 €	319,49 €
<b>O0</b>		<b>OBRA CIVIL</b>			<b>12.825,21 €</b>
O1	ud.	Arqueta prefabricada de hormigón	2,00	809,19 €	1.618,38 €
O4	ml.	Zanja para red de baja tensión por calzada de 1,20x0,65 m.	27,00	96,61 €	2.608,44 €
O5	ud.	Caseta para nversores	1,00	7.650,51 €	7.650,51 €
O6	ud.	Puesta a tierra de los paneles	1,00	947,88 €	947,88 €
<b>V0</b>		<b>VALLADO DEL TERRENO</b>			<b>10.170,05 €</b>
V1	ml.	Malla de simple torsión galvanizada 2m de altrura	475,00	8,44 €	4.007,25 €
V2	ud.	Poste Intermedio Galvanizado de 2,4m	144,00	35,10 €	5.054,39 €
V3	ud.	Tornapuntas Galvanizado de 2,4m	17,00	41,30 €	702,11 €
V4	ud.	Puerta de malla galvanizada de simple torsión de 2 hojas	1,00	406,30 €	406,30 €
<b>S0</b>		<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>			<b>1.652,00 €</b>
S1	ud.	Seguridad y salud	1,00	1.652,00 €	1.652,00 €
		<b>Presupuesto de Ejecución de Material (PEM)</b>			<b>409.551,13 €</b>
		Gastos generales	13%		53.241,65 €
		Beneficio industrial	6%		24.573,07 €
					<b>487.365,84 €</b>
		IVA	21%		102.346,83 €
		<b>Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)</b>			<b>589.712,67 €</b>

### 3. PRECIOS UNITARIOS DESCOMPUESTOS

#### CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tabla 2. Módulo fotovoltaico RSM110-8-545M. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I1	ud.	<b>Módulo fotovoltaico RSM110-8-545M</b> Monocristalino de alto rendimiento, clase II y grado de protección de IP68, con 545 Wp de potencia, dimensiones 2384mmx1096mmx35mm, de 110 (5x11+5x11) celdas , con cables de conexión de 4 mm2, eficiencia del 20,9 %,			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,4	22,00 €	8,80 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares	0,4	20,30 €	8,12 €
	ud.	Módulo fotovoltaico RSM110-8-545M	1	130,25 €	130,25 €
	%	Costes directos complementarios	3	147,17 €	4,42 €
	<b>Total</b>				

Tabla 3. Soporte SolarBloc 3º. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I2	ud.	<b>Soporte SolarBloc 3º</b> Soporte prefabricado de hormigón, SOLARBLOC, incluyendo medios de elevación, fijación y conexión, así como otros accesorios de montaje.			
	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,05	22,00 €	1,10 €
	h	Ayudante instalador de captadores solares	0,05	20,30 €	1,02 €
	ud.	Soporte SolarBloc 3º de inclinación	1	24,31 €	24,31 €
	%	Costes directos complementarios	3	26,43 €	0,79 €
	<b>Total</b>				

Tabla 4. Cable Cu unipolar 1x4mm2 H1Z2Z2-K. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I3	ml.	<b>Cable Cu unipolar 1x4mm2 H1Z2Z2-K</b> Líneas de CC para string, formadas por Conductor unipolar de 4 mm2 de cobre flexible para aplicaciones solares, colores negro/rojo, tipo H1Z2Z2-K de tensión nominal 1,5 kV en CC y con máxima tensión de trabajo de 1,8 kV. Con temperatura máxima en servicio permanente de 120°C y en cortocircuito de 250°C. Incluyendo marcaje, encintado, conectores, conexiones, pruebas, así como demás accesorios.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,015	22,00 €	0,33 €
	h	Ayudante electricista	0,015	20,30 €	0,30 €
	ml.	Cable Cu unipolar 1x4mm2 H1Z2Z2-K	1	0,77 €	0,77 €
	%	Costes directos complementarios	3	1,40 €	0,04 €
	<b>Total</b>				

Tabla 5. Cable Cu unipolar 1x6mm2 H1Z2Z2-K. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
14	ml.	<b>Cable Cu unipolar 1x6mm2 H1Z2Z2-K</b> Líneas de CC para string, formadas por Conductor unipolar de 6 mm2 de cobre flexible para aplicaciones solares, colores negro/rojo, tipo H1Z2Z2-K de tensión nominal 1,5 kV en CC y con máxima tensión de trabajo de 1,8 kV. Con temperatura máxima en servicio permanente de 120°C y en cortocircuito de 250°C. Incluyendo marcaje, encintado, conectores, conexiones, pruebas, así como demás accesorios.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,015	22,00 €	0,33 €
	h	Ayudante electricista	0,015	20,30 €	0,30 €
	ml.	Cable Cu unipolar 1x6mm2 H1Z2Z2-K	1	0,81 €	0,81 €
	%	Costes directos complementarios	3	1,44 €	0,04 €
	<b>Total</b>				

Tabla 6. Cable Cu unipolar 1x10mm2 H1Z2Z2-K. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
15	ml.	<b>Cable Cu unipolar 1x10mm2 H1Z2Z2-K</b> Líneas de CC para string, formadas por Conductor unipolar de 10 mm2 de cobre flexible para aplicaciones solares, colores negro/rojo, tipo H1Z2Z2-K de tensión nominal 1,5 kV en CC y con máxima tensión de trabajo de 1,8 kV. Con temperatura máxima en servicio permanente de 120°C y en cortocircuito de 250°C. Incluyendo marcaje, encintado, conectores, conexiones, pruebas, así como demás accesorios.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,015	22,00 €	0,33 €
	h	Ayudante electricista	0,015	20,30 €	0,30 €
	ml.	Cable Cu unipolar 1x10mm2 H1Z2Z2-K	1	2,05 €	2,05 €
	%	Costes directos complementarios	3	2,68 €	0,08 €
	<b>Total</b>				

Tabla 7. Bandeja de rejilla galvanizada 200x60. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
16	ml.	<b>Bandeja de rejilla galvanizada 200x60</b> Bandeja metálica de rejilla de acero galvanizado, de dimensiones 60x200mm. Incluyendo tapa, sujeciones y uniones.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,2	22,00 €	4,40 €
	h	Ayudante electricista	0,2	20,30 €	4,06 €
	ml.	Bandeja de rejilla 200x60	1	3,68 €	3,68 €
	ml.	Tapa bandeja 200mm	1	3,08 €	3,08 €
	%	Costes directos complementarios	3	15,22 €	0,46 €
<b>Total</b>					<b>15,68 €</b>

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Tabla 8. Bandeja de rejilla galvanizada 300x100. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
17	ml.	<b>Bandeja de rejilla galvanizada 300x100</b> Bandeja metálica de rejilla de acero galvanizado, de dimensiones 100x300mm. Incluyendo tapa, sujeciones y uniones.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,2	22,00 €	4,40 €
	h	Ayudante electricista	0,2	20,30 €	4,06 €
	ml.	Bandeja de rejilla 300x60	1	6,38 €	6,38 €
	ml.	Tapa bandeja 300mm	1	5,10 €	5,10 €
	%	Costes directos complementarios	3	14,84 €	0,45 €
<b>Total</b>					<b>20,39 €</b>

Tabla 9. Inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
18	ud.	<b>Inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1</b> Inversor fotovoltaico trifásico de string inteligente, de potencia nominal de salida de 100 kW, con máxima eficiencia del 98,6% y eficiencia europea del 98,4%, IP66, con unidad de monitorización, incluyendo fijaciones, sujeciones, programación, puesta en marcha, pruebas, así como accesorios de montaje.			
	h	Oficial 1ª electricista	1,00	22,00 €	22,00 €
	h	Ayudante electricista	1,00	20,30 €	20,30 €
	ud.	Inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1	1	3.914,53 €	3.914,53 €
	%	Costes directos complementarios	3	3.956,83 €	118,70 €
<b>Total</b>					<b>4.075,54 €</b>

Tabla 10. Inversor HUAWEI SUN2000-50KTL-M3. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
19	ud.	<b>Inversor HUAWEI SUN2000-50KTL-M3</b> Inversor fotovoltaico trifásico de string inteligente, de potencia nominal de salida de 50 kW, con máxima eficiencia del 98,5% y eficiencia europea del 98,0%, IP66, con unidad de monitorización, incluyendo fijaciones, sujeciones, programación, puesta en marcha, pruebas, así como accesorios de montaje.			
	h	Oficial 1ª electricista	1,00	22,00 €	22,00 €
	h	Ayudante electricista	1,00	20,30 €	20,30 €
	ud.	Inversor HUAWEI SUN2000-50KTL-M3	1	2.057,35 €	2.057,35 €
	%	Costes directos complementarios	3	2.099,65 €	62,99 €
<b>Total</b>					<b>2.162,64 €</b>

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Tabla 11. Línea eléctrica de 4x35+TT16mm2 de cobre. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I10	ml.	<b>Línea eléctrica de 4x35+TT16mm2 de cobre</b> Formada por conductores flexibles tipo RV-K. Características de tensión servicio 0,6... 1,2 kV. Temperatura Servicio permanente: 90°C. Temperatura Cortocircuito: 250°C. Incluyendo marcaje, encintado, conectores conexiones, pruebas, así como demás accesorios de montaje.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,10	22,00 €	2,20 €
	h	Ayudante electricista	0,10	20,30 €	2,03 €
	ml.	Cable RV-K 0.6/1 kV 35mm2	4	5,88 €	23,52 €
	ml.	Cable protección 16mm2	1	2,67 €	2,67 €
	%	Costes directos complementarios	3	30,42 €	0,91 €
	<b>Total</b>				

Tabla 12. Línea eléctrica de 4x95+TT50mm2 de cobre. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I11	ml.	<b>Línea eléctrica de 4x95+TT50mm2 de cobre</b> Formada por conductores unipolares flexibles tipo RV-K. Características de tensión servicio 0,6... 1,2 kV. Temperatura Servicio permanente: 90°C. Temperatura Cortocircuito: 250°C. Incluyendo marcaje, encintado, conectores conexiones, pruebas, así como demás accesorios de montaje.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,10	22,00 €	2,20 €
	h	Ayudante electricista	0,10	20,30 €	2,03 €
	ml.	Cable RV-K 0.6/1 kV 95mm2	4	15,13 €	60,52 €
	ml.	Cable protección 50mm2	1	8,44 €	8,44 €
	%	Costes directos complementarios	3	73,19 €	2,20 €
	<b>Total</b>				

Tabla 13. Línea eléctrica de 4x240+TT120mm2 de cobre. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I12	ml.	<b>Línea eléctrica de 4x240+TT120mm2 de cobre</b> Formada por conductores unipolares flexibles tipo RV-K. Características de tensión servicio 0,6... 1,2 kV. Temperatura Servicio permanente: 90°C. Incluyendo marcaje, encintado, conectores conexiones, pruebas, así como demás accesorios de montaje.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,10	22,00 €	2,20 €
	h	Ayudante electricista	0,10	20,30 €	2,03 €
	ml.	Cable RV-K 0.6/1 kV 240mm2	4	37,50 €	150,00 €
	ml.	Cable protección 120mm2	1	19,28 €	19,28 €
	%	Costes directos complementarios	3	154,23 €	4,63 €
	<b>Total</b>				

Tabla 14. Protección Interruptor Automático 1250A 4P + diferencial 300mA. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I13	ud.	<b>Protección Interruptor Automático 1250A 4P + diferencial 300mA</b> Protección de la línea de vertido mediante interruptor automático y diferencial.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,5	22,00 €	11,00 €
	h	Ayudante electricista	0,5	20,30 €	10,15 €
	ud.	Interruptor magnetotérmico diferencial	1	3.780,00 €	3.780,00 €
	ud.	Bobina de disparo MX 200-250V CA/CC	1	573,92 €	573,92 €
	ud.	Relé diferencial RH99M 220-240V CA 0,003A-30A	1	187,44 €	187,44 €
	ud.	Toroidal cerrado	1	2.030,00 €	2.030,00 €
	%	Costes directos complementarios	3	6.592,51 €	197,78 €
<b>Total</b>					<b>6.790,29 €</b>

Tabla 15. Protección Interruptor Automático 250A 4P. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I14	ud.	<b>Protección Interruptor Automático 250A 4P</b> Protección de la línea de salida de los inversores de 100kW mediante interruptor automático.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,5	22,00 €	11,00 €
	h	Ayudante electricista	0,5	20,30 €	10,15 €
	ud.	Interruptor Automático CVS250F TM250D - 4P/4R	1	4.661,85 €	4.661,85 €
	%	Costes directos complementarios	3	4.683,00 €	140,49 €
<b>Total</b>					<b>4.823,49 €</b>

Tabla 16. Protección Interruptor Automático 80A 4P. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I15	ud.	<b>Protección Interruptor Automático 80A 4P</b> Protección de la línea de salida de los inversores de 50kW mediante interruptor automático.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,5	22,00 €	11,00 €
	h	Ayudante electricista	0,5	20,30 €	10,15 €
	ud.	Interruptor Automático CVS100F TM80D - 4P/4R	1	1.382,69 €	1.382,69 €
	%	Costes directos complementarios	3	1.403,84 €	42,12 €
	<b>Total</b>				

Tabla 17. Cuadro de protecciones de alterna. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
I16	ud.	<b>Cuadro de alterna</b> Caja de protección del cuadro de alterna			
	h	Oficial 1ª electricista	0,5	22,00 €	11,00 €
	h	Ayudante electricista	0,5	20,30 €	10,15 €
	ud.	Caja de protección del cuadro de alterna	1	373,21 €	373,21 €
	%	Costes directos complementarios	3	394,36 €	11,83 €
	<b>Total</b>				

Tabla 18. HUAWEI SmartLogger 3000A. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
117	ud.	<b>HUAWEI SmartLogger 3000A</b> Es un registrador de datos inteligente y equipo para monitorización y gestión de los inversores Huawei de elevada potencia de instalaciones solares fotovoltaicas.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,4	22,00 €	8,80 €
	h	Ayudante electricista	0,4	20,30 €	8,12 €
	ud.	HUAWEI SmartLogger 3000A	1	909,20 €	909,20 €
	%	Costes directos complementarios	3	926,12 €	27,78 €
	<b>Total</b>				

Tabla 19. HUAWEI JANITZA UMG 604-PRO. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
118	ud.	<b>HUAWEI JANITZA UMG 604-PRO</b> Medidor universal trifásico compatible con Huawei para inyección cero según real decreto.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,4	22,00 €	8,80 €
	h	Ayudante electricista	0,4	20,30 €	8,12 €
	ud.	HUAWEI JANITZA UMG 604-PRO	1	679,63 €	679,63 €
	%	Costes directos complementarios	3	696,55 €	20,90 €
	<b>Total</b>				

Tabla 20. Tubo corrugado diámetro 25 mm. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
119	ud.	<b>Tubo corrugado diámetro 25 mm</b> Tubo para protección de conductores eléctricos recomendado en aplicaciones industriales, maquinaria y donde se demanden un alto grado de flexibilidad y un excelente comportamiento a la intemperie y a la radiación			
	h	Oficial 1ª electricista	0,016	22,00 €	0,35 €
	h	Ayudante electricista	0,016	20,30 €	0,32 €
	ml.	Tubo corrugado diámetro 25 mm	1	1,03 €	1,03 €
	%	Costes directos complementarios	3	1,71 €	0,05 €
	<b>Total</b>				

Tabla 21. Protecciones sistema antivertido. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
120	ud.	<b>Protecciones del sistema antivertido</b> Interruptor automático y diferencial para el Smart Logger y Smart Meter			
	h	Oficial 1ª electricista	0,3	22,00 €	6,60 €
	h	Ayudante electricista	0,3	20,30 €	6,09 €
	ud.	Interruptor automático diferencial 2P 10A	1	135,20 €	135,20 €
	ud.	Interruptor automático diferencial 4P 25A	1	162,29 €	162,29 €
	%	Costes directos complementarios	3	310,18 €	9,31 €
<b>Total</b>					<b>319,49 €</b>

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL

Tabla 22. Arqueta prefabricada de hormigón. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
O1	ud.	<b>Arqueta prefabricada de hormigón</b> Arqueta prefabricada grabable de hormigón en masa con paredes de 10 cm de espesor y con refuerzo de aro perimetral en la parte superior de 60 cm. de diámetro, medidas interiores de trabajo libres de 1 m, con tapa y marco de acero preparado para soportar tráfico rodado pesado, con junta de goma perimetral produciendo un cierre hermético, y formación de agujeros perimetrales interiores para conexiones de tubos, incluyendo corte de calzada existente mediante radial, excavación e incluso retirada del material sobrante directamente sobre camión y transporte a vertedero.			
	h	Oficial 1ª construcción	0,5	21,41 €	10,71 €
	h	Peón ordinario de construcción	0,5	20,10 €	10,05 €
	ud.	Arqueta prefabricada de hormigón	1	809,19 €	809,19 €
	%	Costes directos complementarios	3	829,95 €	24,90 €
	<b>Total</b>				<b>809,19 €</b>

Tabla 23. Zanja para red de baja tensión por calzada de 1,20x0,65 m. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
O2	ml.	<b>Zanja para red de baja tensión por calzada</b> 1,20x0,65 m, corte de calzada existente mediante radial, excavación, relleno de zanja con cama de 4 cm y hasta 10 cm por encima de los tubos con hormigón no estructural HNE-15, capa de 40 cm de lastre compactado, firme, riego de imprimación, capa de			
	h	Oficial 1ª construcción	0,5	21,41 €	10,71 €
	h	Peón ordinario de construcción	0,5	20,10 €	10,05 €
	ml.	Zanja para red de baja tensión por calzada	1	73,04 €	73,04 €
	%	Costes directos complementarios	3	93,80 €	2,81 €
	<b>Total</b>				<b>96,61 €</b>

Tabla 24. Caseta para Inversores. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
O3	m2.	<b>Caseta para los inversores</b> Caseta construida en el emplazamiento con bloques de hormigón y permite ajustar el tamaño de la caseta al que necesitan los inversores que se deseen instalar. Con sistema de ventilación forzada.			
	h	Oficial 1ª construcción	8	21,41 €	171,28 €
	h	Peón ordinario de construcción	8	20,10 €	160,80 €
	ud.	Caseta de hormigón	1	5.200,00 €	5.200,00 €
	ud.	Las puertas galvanizadas con rendijas de ventilación	4	84,90 €	339,60 €
	ud.	Equipo de ventilación forzada	1	1.556,00 €	1.556,00 €
	%	Costes directos complementarios	3	7.427,68 €	222,83 €
	<b>Total</b>				<b>7.650,51 €</b>

Tabla 25. Puesta a tierra de los paneles. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
O4	ud.	<b>Puest a tierra de los paneles</b> Puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos, en anillo con picas de 2m de longitud.			
	h	Oficial 1ª electricista	0,25	22,00 €	5,50 €
	h	Ayudante electricista	0,25	20,30 €	5,08 €
	h	Peón ordinario construcción	5	20,10 €	100,50 €
	h	Retroexcavadora con martillo rompedor.	5	72,80 €	364,00 €
	ud.	Arqueta de polipropileno para toma de tierra	1	74,00 €	74,00 €
	ud.	Pica fabricado en acero, 2 m de longitud.	8	18,00 €	144,00 €
	ud.	Grapa abarcón para conexión de pica.	8	1,00 €	8,00 €
	ud.	Borne para conexiones eléctricas de unión universal.	1	22,50 €	22,50 €
	ml.	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm <sup>2</sup>	70	2,81 €	196,70 €
	%	Costes directos complementarios	3	920,28 €	27,61 €
<b>Total</b>					<b>947,88 €</b>

### CAPÍTULO 3. VALLADO DEL TERRENO

Tabla 26. Malla de simple torsión galvanizada 2m. de altura Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
V1	ml.	<b>Malla de simple torsión galvanizada 2m de altura</b> La malla de simple torsión fabricada con alambre galvanizado, que garantiza una mayor resistencia y durabilidad a largo plazo.			
	h	Oficial 1ª montador	0,09	22,00 €	1,98 €
	h	Ayudante montador	0,09	20,34 €	1,83 €
	ml.	Malla de simple torsión galvanizada	1	4,38 €	4,38 €
	%	Costes directos complementarios	3	8,19 €	0,25 €
<b>Total</b>					<b>8,44 €</b>

Tabla 27. Poste Intermedio Galvanizado de 2,4m. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
V2	ud.	<b>Poste Intermedio Galvanizado de 2,4m</b> Poste inermedio galvazibado para malla de simple torsió, fijado a tierra.			
	h	Ayudante construcción de obra civil	1	20,34 €	20,34 €
	h	Oficial 1ª montador.	0,09	22,00 €	1,98 €
	h	Ayudante montador.	0,09	20,34 €	1,83 €
	ud.	Poste Intermedio Galvanizado de 2,4m	1	8,64 €	8,64 €
	m3	Hormigón HM-20/B/20/X0	0,015	85,80 €	1,29 €
	%	Costes directos complementarios	3	34,08 €	1,02 €
<b>Total</b>					<b>35,10 €</b>

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Tabla 28. Tornapunta Galvanizado de 2,4m. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
V3	ud.	<b>Tornapunta Galvanizado de 2,4m</b> Tornapuntas galvanizadas para refuerzo de los postes de arranque, centro y esquina.			
	h	Oficial 1ª instalador de vallados	1	20,34 €	20,34 €
	h	Ayudante instalador de de vallados	0,09	22,00 €	1,98 €
	h	Ayudante montador	0,09	20,34 €	1,83 €
	ud.	Tornapunta Galvanizado de 2,4m	2	7,33 €	14,66 €
	m3	Hormigón HM-20/B/20/X0	0,015	85,80 €	1,29 €
	%	Costes directos complementarios	3	40,10 €	1,20 €
	<b>Total</b>				<b>41,30 €</b>

Tabla 29. Puerta de malla galvanizada de simple torsión de 2 hojas. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
V4	ud.	<b>Puerta de malla galvanizada de simple torsión de 2 hojas</b> Puerta de malla galvanizada de simple torsión de 2 hojas para entrada al campo fotovoltaico			
	h	Oficial 1ª construcción de obra civil	0,2	21,41 €	4,28 €
	h	Ayudante construcción de obra civil	0,2	20,10 €	4,02 €
	h	Oficial 1ª cerrajero	0,7	21,69 €	15,18 €
	h	Ayudante cerrajero	0,7	20,38 €	14,27 €
	m3	Hormigón HM-20/B/20/X0	0,09	85,80 €	7,72 €
	ud.	Puerta de malla galvanizada de simple torsión de 2 hojas	1	348,99 €	348,99 €
	%	Costes directos complementarios	3	394,46 €	11,83 €
	<b>Total</b>				<b>406,30 €</b>

#### CAPÍTULO 4. SEGURIDAD Y SALUD

Tabla 30. Seguridad y salud. Fuente: Propia

Cod.	U.M	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
S1	ud.	<b>Material de seguridad</b> Material de seguridad para la obra civil, como tapas para las arquetas, para la zanja y diferentes sistemas de seguridad para el resto de la instalación.	1	1.603,88 €	1.603,88 €
	%	Costes directos complementarios	3	1.603,88 €	48,12 €
		<b>Total</b>			<b>1.652,00 €</b>

## **III. PLANOS**





TERRENO INUTILIZADO

ZONA ASFALTADA  
EXISTENTE

ARQUETA 2

ZANJA

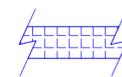
ARQUETA 1

EDIFICACIONES EXISTENTES

LEYENDA



TERRENO INUTILIZADO



ZANJA PARA CANALIZACIÓN  
ELÉCTRICA



ARQUETA DE CANALIZACIÓN  
ELÉCTRICA



ÁREA DE DEPÓSITO DE  
ALMACENAMIENTO DE GNL  
EXISTENTE.

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN  
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA  
TÉCNICA  
SUPERIOR  
INGENIERÍA  
INDUSTRIAL  
VALENCIA

Proyecto:

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 650 KW PARA  
AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES CON VERTIDO A RED  
INTERIOR DE BAJA TENSIÓN EN UNA FÁBRICA DE PIENSOS  
EN CASTELLÓN

Fecha:

Junio 2023

Escala:

1/1000

Plano:

Nº Plano:

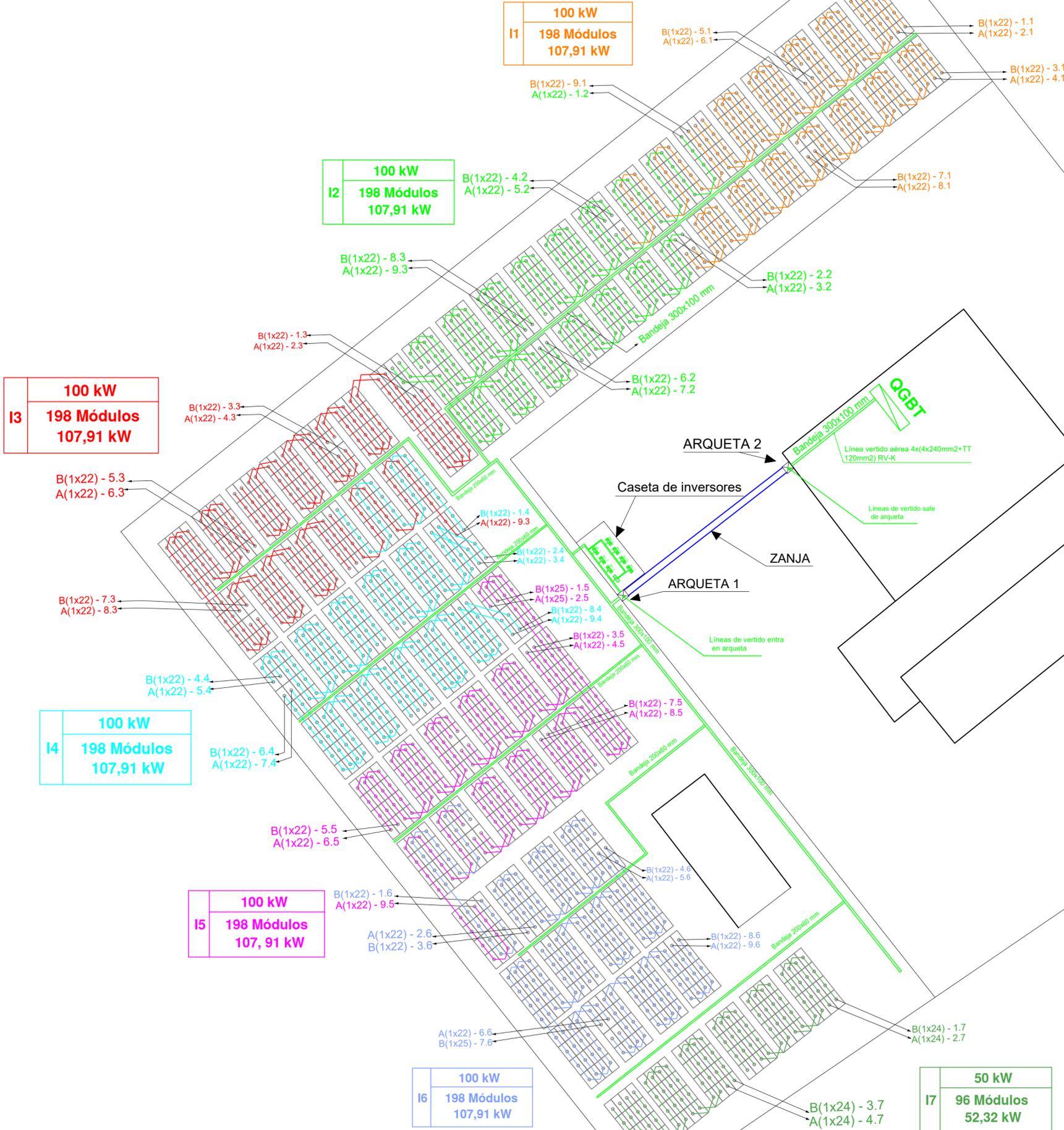
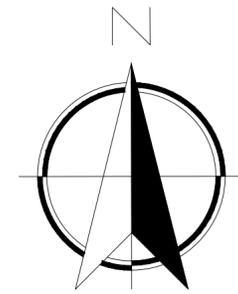
JORGE GIL SUÁREZ

Autor proyecto

EMPLAZAMIENTO

1





LEYENDA FOTOVOLTAICA	
	Inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 o 50KTL-M3
	CGBT
	Cuadro CA
	Paneles Horizontales 3° orientados SO
	Paneles Horizontales 3° orientados NE

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN  
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

ESCUELA  
TÈCNICA  
SUPERIOR  
DE INGENIERÍA  
INDUSTRIAL  
DE VALÈNCIA

**JORGE GIL SUÁREZ**  
Autor proyecto

Proyecto: DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 650 kW PARA AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES CON VERTIDO A RED INTERIOR DE BAJA TENSIÓN EN UNA FÁBRICA DE PIENSOS EN CASTELLÓN

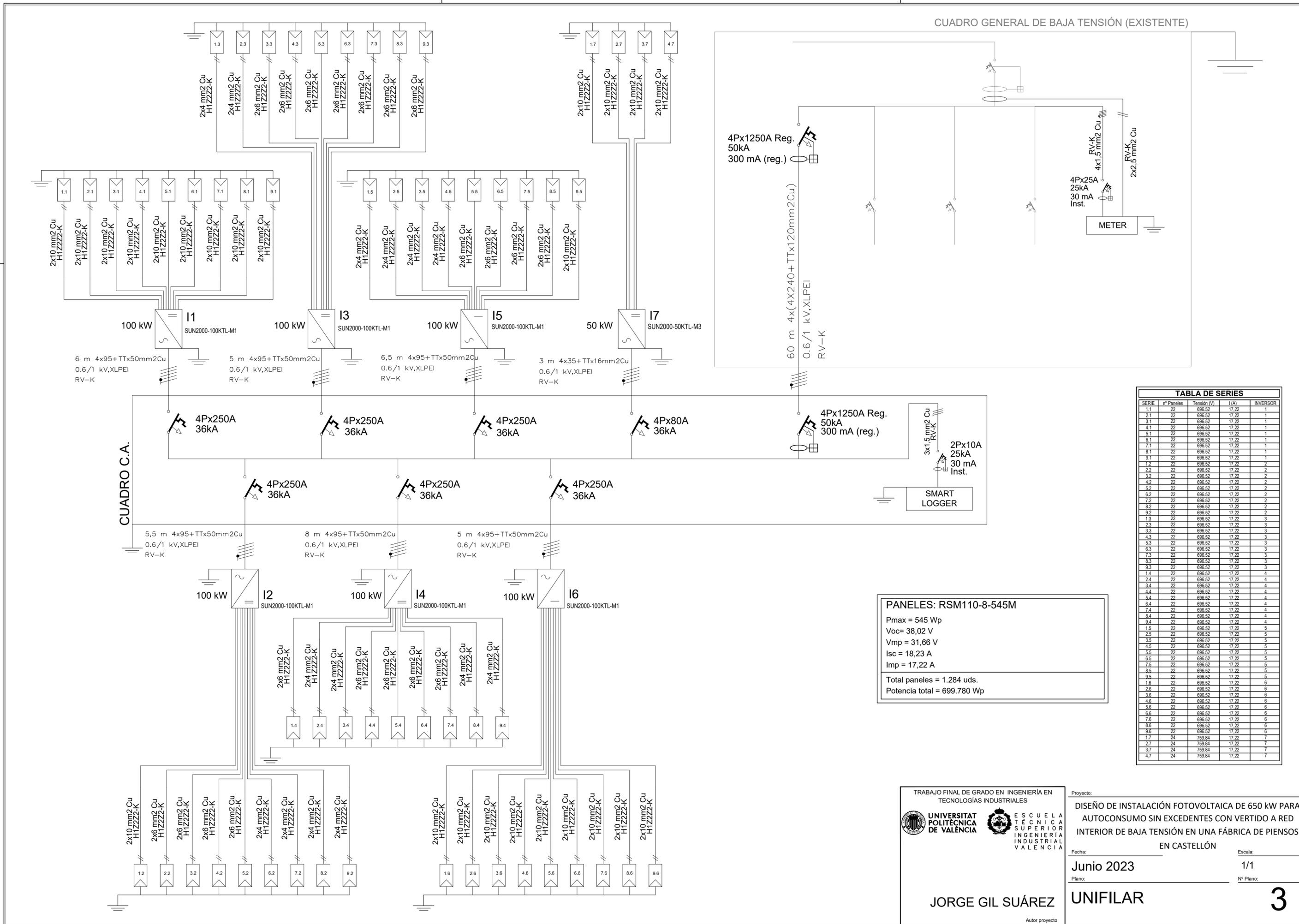
Fecha: Junio 2023

Escala: 1/1000

Nº Plano: 2

DISTRIBUCIÓN DE PANELES EN EL TERRENO





**TABLA DE SERIES**

SERIE	nº Paneles	Tensión (V)	I (A)	INVERSOR
1.1	22	696.52	17.22	1
2.1	22	696.52	17.22	1
3.1	22	696.52	17.22	1
4.1	22	696.52	17.22	1
5.1	22	696.52	17.22	1
6.1	22	696.52	17.22	1
7.1	22	696.52	17.22	1
8.1	22	696.52	17.22	1
9.1	22	696.52	17.22	1
1.2	22	696.52	17.22	2
2.2	22	696.52	17.22	2
3.2	22	696.52	17.22	2
4.2	22	696.52	17.22	2
5.2	22	696.52	17.22	2
6.2	22	696.52	17.22	2
7.2	22	696.52	17.22	2
8.2	22	696.52	17.22	2
9.2	22	696.52	17.22	2
1.3	22	696.52	17.22	3
2.3	22	696.52	17.22	3
3.3	22	696.52	17.22	3
4.3	22	696.52	17.22	3
5.3	22	696.52	17.22	3
6.3	22	696.52	17.22	3
7.3	22	696.52	17.22	3
8.3	22	696.52	17.22	3
9.3	22	696.52	17.22	3
1.4	22	696.52	17.22	4
2.4	22	696.52	17.22	4
3.4	22	696.52	17.22	4
4.4	22	696.52	17.22	4
5.4	22	696.52	17.22	4
6.4	22	696.52	17.22	4
7.4	22	696.52	17.22	4
8.4	22	696.52	17.22	4
9.4	22	696.52	17.22	4
1.5	22	696.52	17.22	5
2.5	22	696.52	17.22	5
3.5	22	696.52	17.22	5
4.5	22	696.52	17.22	5
5.5	22	696.52	17.22	5
6.5	22	696.52	17.22	5
7.5	22	696.52	17.22	5
8.5	22	696.52	17.22	5
9.5	22	696.52	17.22	5
1.6	22	696.52	17.22	6
2.6	22	696.52	17.22	6
3.6	22	696.52	17.22	6
4.6	22	696.52	17.22	6
5.6	22	696.52	17.22	6
6.6	22	696.52	17.22	6
7.6	22	696.52	17.22	6
8.6	22	696.52	17.22	6
9.6	22	696.52	17.22	6
1.7	24	759.84	17.22	7
2.7	24	759.84	17.22	7
3.7	24	759.84	17.22	7
4.7	24	759.84	17.22	7

**PANELES: RSM110-8-545M**

P<sub>max</sub> = 545 Wp  
V<sub>oc</sub> = 38,02 V  
V<sub>mp</sub> = 31,66 V  
I<sub>sc</sub> = 18,23 A  
I<sub>mp</sub> = 17,22 A

Total paneles = 1.284 uds.  
Potencia total = 699.780 Wp



## **IV. ANEXOS**



## **Anexo 1:** Informes de simulación en PVGIS

- 1ª SIMULACIÓN
- 2ª SIMULACIÓN
- 3ª SIMULACIÓN
- 4ª SIMULACIÓN



# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

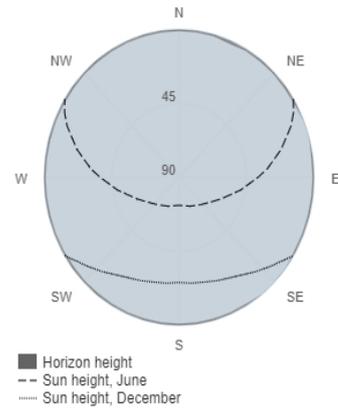
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.492,0.465  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 404.935 kWp  
 System loss: 17 %

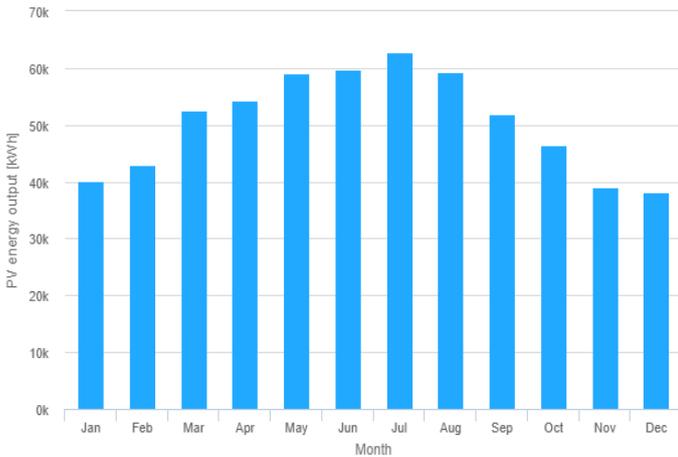
## Simulation outputs

Slope angle: 34 °  
 Azimuth angle: 3 °  
 Yearly PV energy production: 606518.86 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1987.6 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 16410.55 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.57 %  
 Spectral effects: 0.74 %  
 Temperature and low irradiance: -7.5 %  
 Total loss: -24.64 %

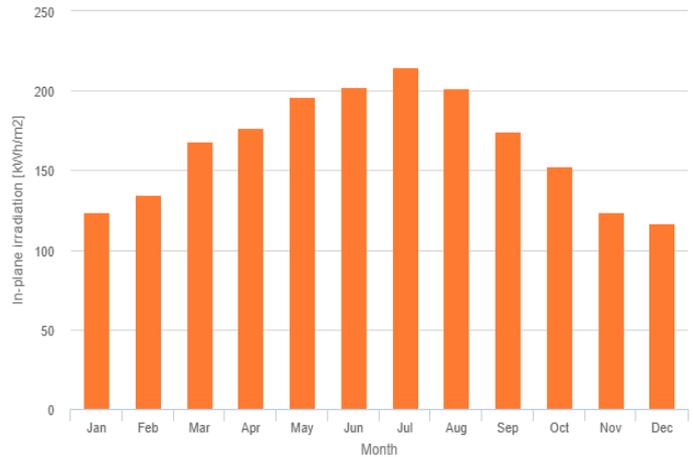
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
January	40072.2124.1	6127.9	
February	42894.4134.8	5774.2	
March	52658.6168.4	5783.3	
April	54215.0176.5	4087.2	
May	59173.4196.4	4508.9	
June	59858.6202.7	1331.0	
July	62715.8214.8	2031.1	
August	59261.8201.9	2169.4	
September	51898.9174.6	3442.1	
October	46529.0152.5	5112.6	
November	39133.1123.9	5711.8	
December	38108.2117.1	3294.2	

E<sub>m</sub>: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)<sub>m</sub>: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD<sub>m</sub>: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

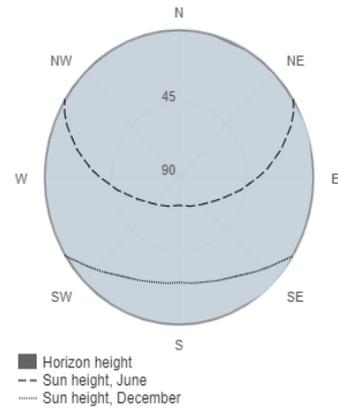
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.492,0.465  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 511.21 kWp  
 System loss: 17 %

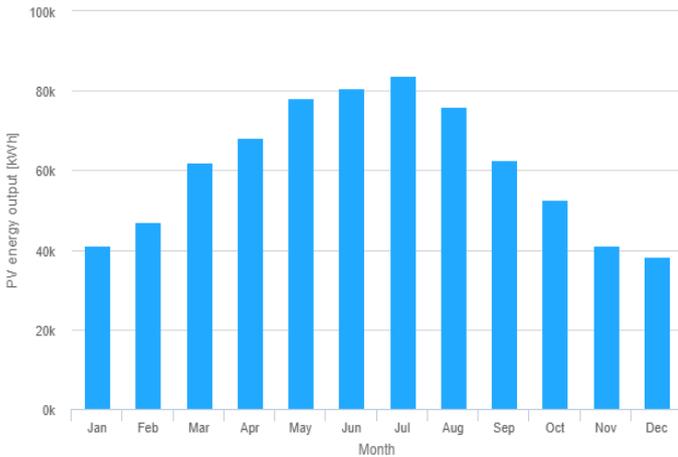
## Simulation outputs

Slope angle: 18 °  
 Azimuth angle: 3 °  
 Yearly PV energy production: 731798.51 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1905.81 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 18289.01 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.88 %  
 Spectral effects: 0.67 %  
 Temperature and low irradiance: -7.43 %  
 Total loss: -24.89 %

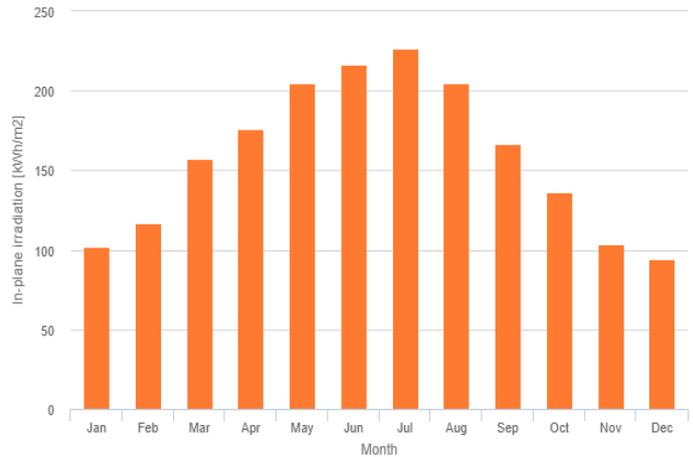
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	41197.9101.9	5817.1	
February	46991.0117.2	5945.2	
March	62045.0156.9	6467.4	
April	68218.9175.6	4955.8	
May	78054.2204.8	6016.5	
June	80778.1216.2	1835.2	
July	83757.4226.8	2759.2	
August	75920.2204.5	2747.3	
September	62736.5166.8	3917.4	
October	52605.3136.6	5451.3	
November	41142.8103.8	5559.2	
December	38351.294.6	3070.6	

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

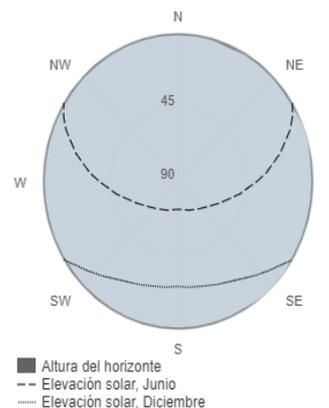
## Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.492,0.465  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH2  
 Tecnología FV: Silicio cristalino  
 FV instalado: 349.89 kWp  
 Pérdidas sistema: 17 %

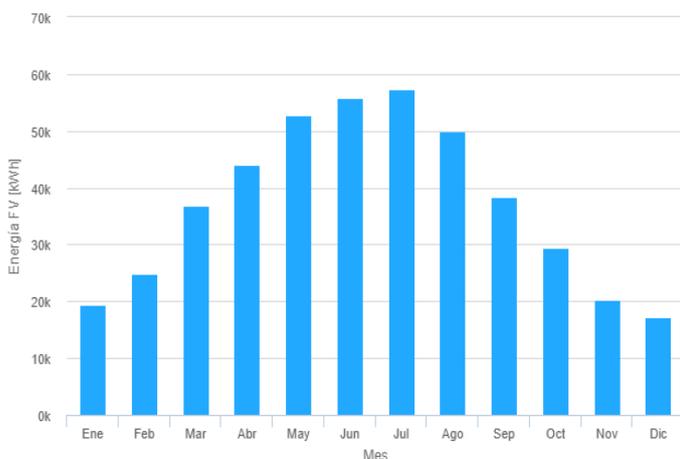
## Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 3 °  
 Ángulo de azimut: 50 °  
 Producción anual FV: 446330.71 kWh  
 Irradiación anual: 1711.43 kWh/m<sup>2</sup>  
 Variación interanual: 10039.82 kWh  
 Cambios en la producción debido a:  
 Ángulo de incidencia: -3.61 %  
 Efectos espectrales: 0.58 %  
 Temperatura y baja irradiancia: -7.37 %  
 Pérdidas totales: -25.46 %

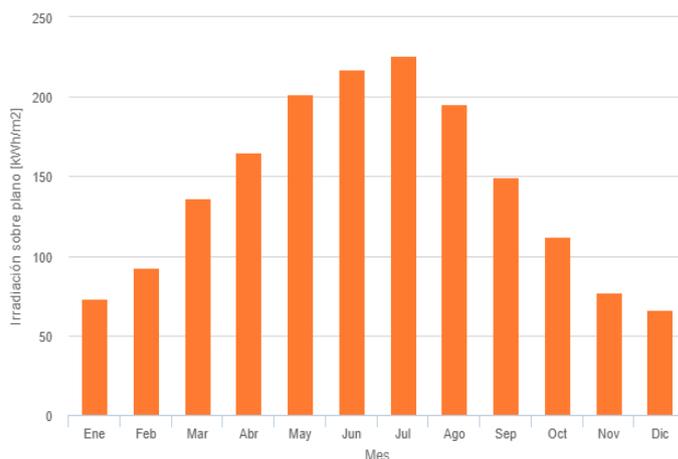
## Perfil del horizonte en la localización seleccionada



## Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



## Irradiación mensual sobre plano fijo:



## Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	19355.173.3	2272.5	
Febrero	24905.392.4	2747.0	
Marzo	36759.4136.1	3442.1	
Abril	43942.9164.8	3049.2	
Mayo	52863.9201.6	4102.5	
Junio	55891.0217.3	1276.9	
Julio	57363.9225.5	1852.7	
Agosto	49834.4195.2	1722.1	
Septiembre	38477.0149.3	2205.6	
Octubre	29372.9112.5	2713.0	
Noviembre	20281.377.4	2280.5	
Diciembre	17283.666.1	1151.0	

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

H(i)\_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

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

# Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

## Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.492,0.465  
 Horizonte: Calculado  
 Base de datos: PVGIS-SARAH2  
 Tecnología FV: Silicio cristalino  
 FV instalado: 349.89 kWp  
 Pérdidas sistema: 17 %

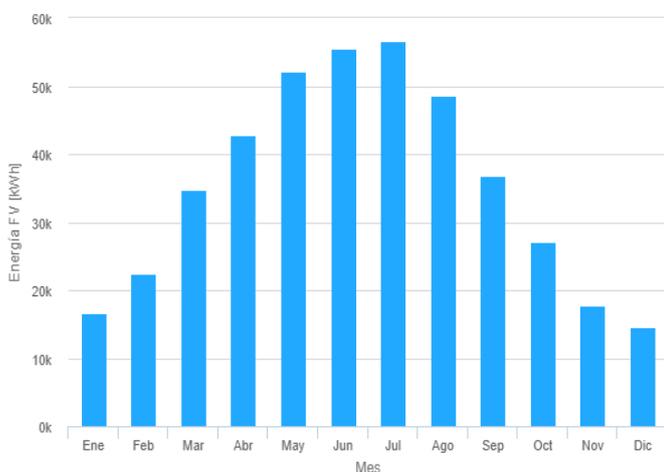
## Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 3 °  
 Ángulo de azimut: -140 °  
 Producción anual FV: 426110.5 kWh  
 Irradiación anual: 1640.93 kWh/m<sup>2</sup>  
 Variación interanual: 9263.93 kWh  
 Cambios en la producción debido a:  
 Ángulo de incidencia: -3.96 %  
 Efectos espectrales: 0.55 %  
 Temperatura y baja irradiancia: -7.41 %  
 Pérdidas totales: -25.78 %

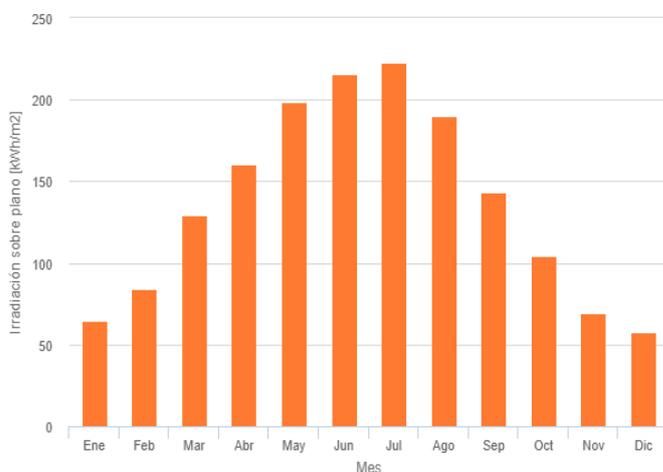
## Perfil del horizonte en la localización seleccionada



## Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



## Irradiación mensual sobre plano fijo:



## Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	16660.964.7	1711.1	
Febrero	22514.384.5	2375.7	
Marzo	34754.6129.1	3223.6	
Abril	42734.3160.2	2874.6	
Mayo	52203.9198.9	4027.9	
Junio	55569.1215.8	1279.2	
Julio	56663.6222.6	1930.4	
Agosto	48616.1190.4	1725.8	
Septiembre	36779.7143.0	1974.5	
Octubre	27131.0104.6	2425.1	
Noviembre	17824.469.3	1860.8	
Diciembre	14658.657.7	899.2	

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

H(i)\_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

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

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

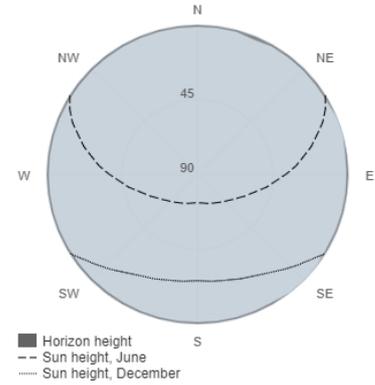
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.492,0.465  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 374.415 kWp  
 System loss: 17 %

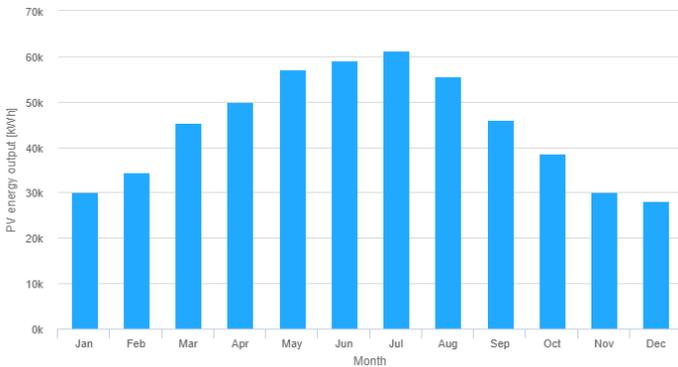
## Simulation outputs

Slope angle: 18 °  
 Azimuth angle: 3 °  
 Yearly PV energy production: 535976.1 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1905.81 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 13395.04 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.88 %  
 Spectral effects: 0.67 %  
 Temperature and low irradiance: -7.43 %  
 Total loss: -24.89 %

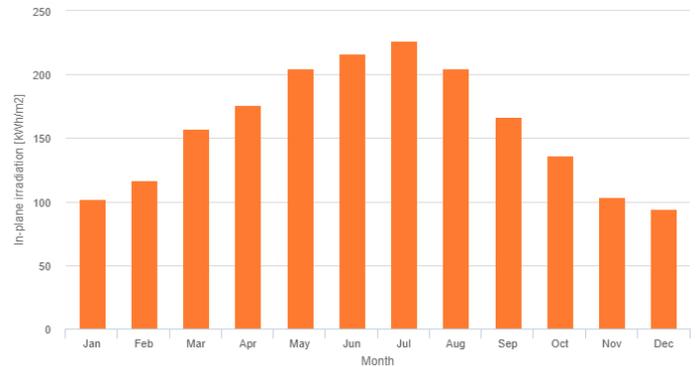
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	30173.8101.9	4260.5	
February	34416.7117.2	4354.3	
March	45442.3156.9	4736.8	
April	49964.2175.6	3629.6	
May	57167.7204.8	4406.6	
June	59162.6216.2	1344.1	
July	61344.7226.8	2020.8	
August	55604.7204.5	2012.2	
September	45948.8166.8	2869.2	
October	38528.6136.6	3992.6	
November	30133.4103.8	4071.6	
December	28088.894.6	2248.9	

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

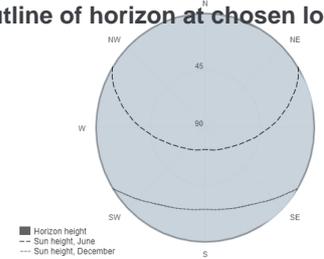
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.492,0.465  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 106.82 kWp  
 System loss: 17 %

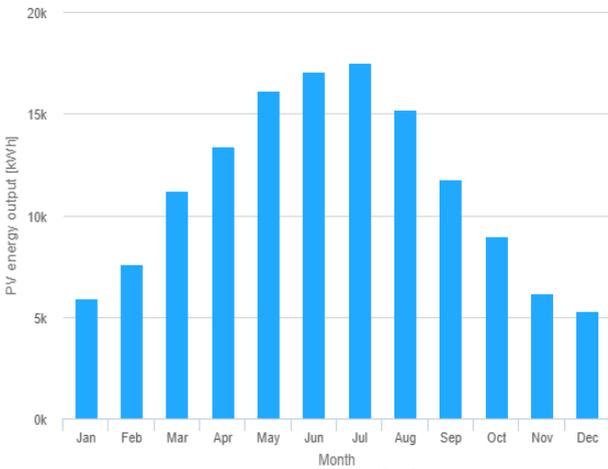
## Simulation outputs

Slope angle: 3 °  
 Azimuth angle: 50 °  
 Yearly PV energy production: 136262.96 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1711.43 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 3065.12 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.61 %  
 Spectral effects: 0.58 %  
 Temperature and low irradiance: -7.37 %  
 Total loss: -25.46 %

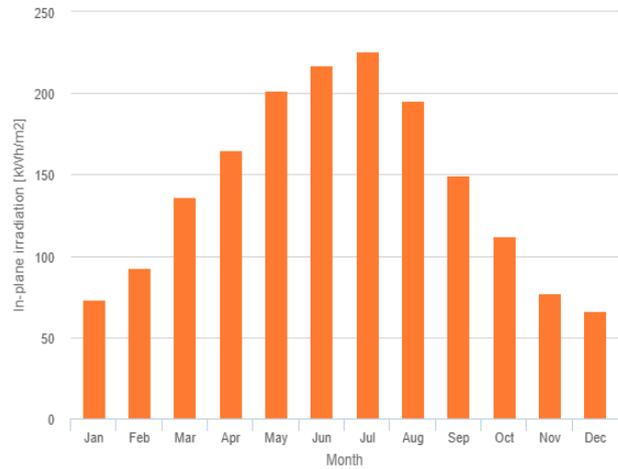
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	5909.0	73.3	693.8
February	7603.5	92.4	838.6
March	11222.5	136.1	1050.8
April	13415.6	164.8	930.9
May	16139.1	201.6	1252.5
June	17063.3	217.3	389.8
July	17513.0	225.5	565.6
August	15214.3	195.2	525.7
September	11746.9	149.3	673.4
October	8967.4	112.5	828.3
November	6191.8	77.4	696.2
December	5276.6	66.1	351.4

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

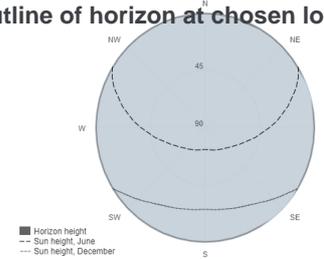
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.492,0.465  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 106.82 kWp  
 System loss: 17 %

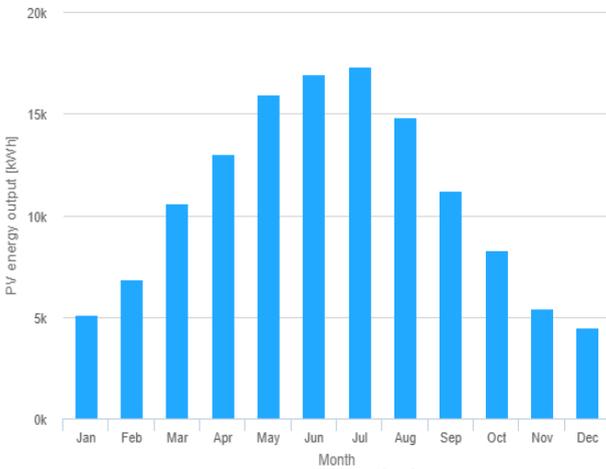
## Simulation outputs

Slope angle: 3 °  
 Azimuth angle: -140 °  
 Yearly PV energy production: 130089.81 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1640.93 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 2828.24 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.96 %  
 Spectral effects: 0.55 %  
 Temperature and low irradiance: -7.41 %  
 Total loss: -25.78 %

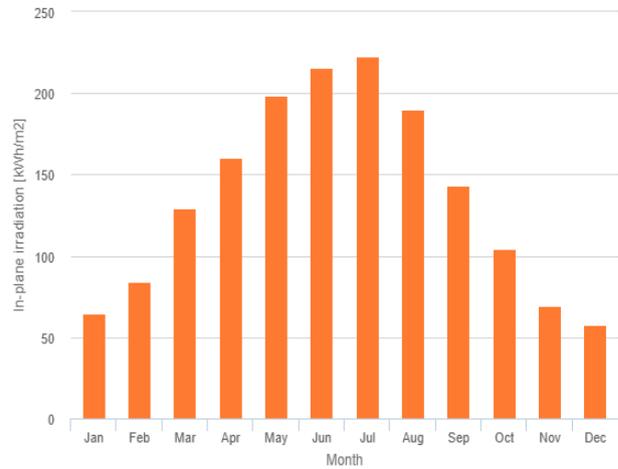
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
January	5086.5	64.7	522.4
February	6873.5	84.5	725.3
March	10610.5	129.1	984.2
April	13046.6	160.2	877.6
May	15937.6	198.9	1229.7
June	16965.0	215.8	390.5
July	17299.2	222.6	589.3
August	14842.3	190.4	526.9
September	11228.7	143.0	602.8
October	8283.0	104.6	740.4
November	5441.7	69.3	568.1
December	4475.2	57.7	274.5

E<sub>m</sub>: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)<sub>m</sub>: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD<sub>m</sub>: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

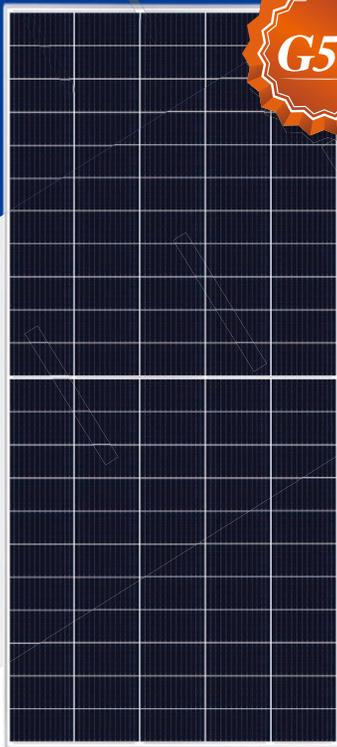


## **Anexo 2: Fichas Técnicas**





# HIGH PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE PERC MODULE



## RSM110-8-535M-555M

<b>110 CELL</b> Mono PERC Module	<b>535-555Wp</b> Power Output Range
<b>1500VDC</b> Maximum System Voltage	<b>21.2%</b> Maximum Efficiency

### KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
- Certified to withstand severe environmental conditions
  - ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
  - ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
  - ♦ Excellent mechanical resistance: wind load 2400Pa & snow load 5400Pa



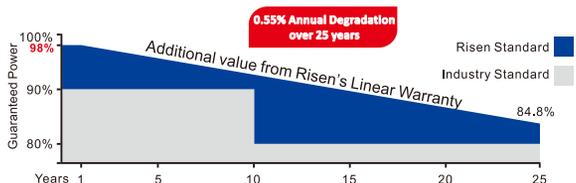
### RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599  
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

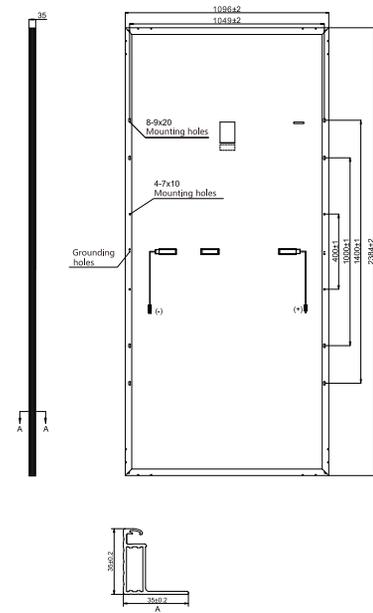


★ Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd



Preliminary  
For Global Market

### Dimensions of PV Module Unit: mm



### ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M	RSM110-8-555M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.58	37.78	38.02	38.24	38.46
Short Circuit Current-Isc(A)	18.13	18.18	18.23	18.28	18.33
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.26	31.46	31.66	31.86	32.06
Maximum Power Current-Impp(A)	17.12	17.17	17.22	17.27	17.32
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

\* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M	RSM110-8-555M
Maximum Power-Pmax (Wp)	405.3	409.0	412.8	416.7	420.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	34.95	35.14	35.36	35.56	35.77
Short Circuit Current-Isc (A)	14.87	14.91	14.95	14.99	15.03
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	29.01	29.19	29.38	29.57	29.75
Maximum Power Current-Impp (A)	13.97	14.01	14.05	14.09	14.13

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	110 cells (5×11+5×11)
Module dimensions	2384×1096×35mm
Weight	29kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

### TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

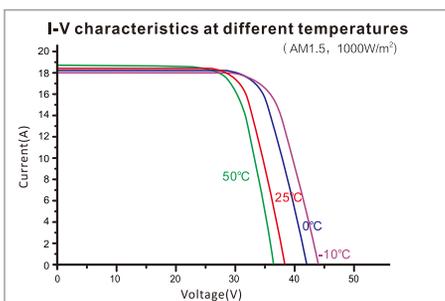
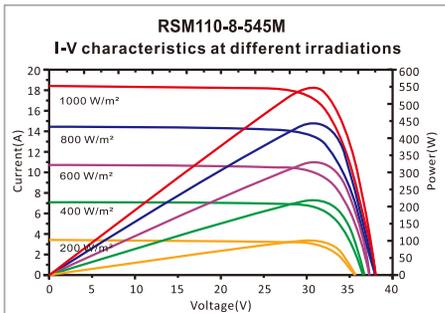
### PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	620
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	20
Box gross weight[kg]	950

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE



#### Our Partners:

# SUN2000-100KTL-M1

## Inversor de String Inteligente



10 Seguidores MPP



98.8% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



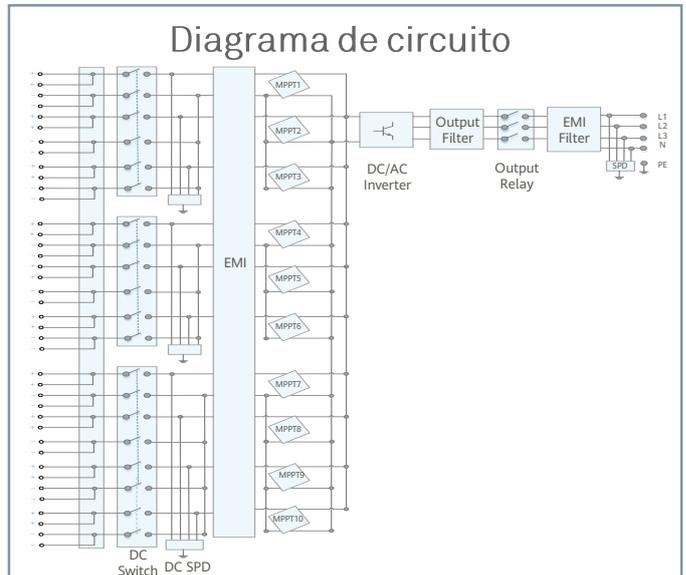
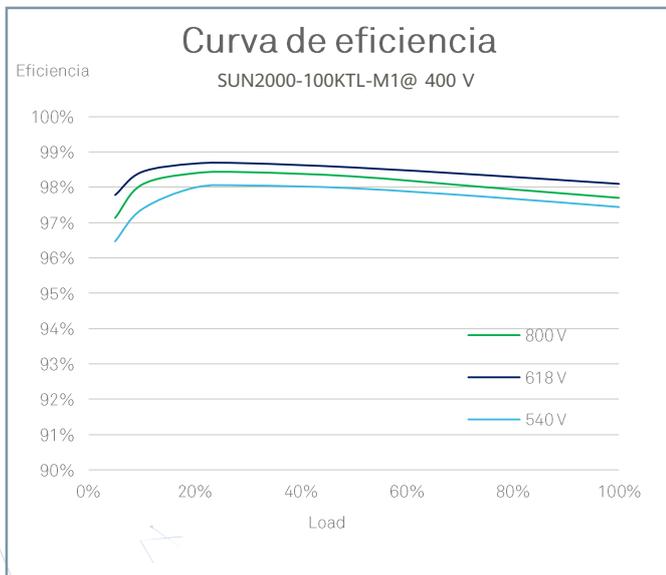
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



*Preliminary Version*

## Especificaciones técnicas

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



Preliminary Version

# SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



## Higher Yields

Up to 30% More Energy  
with Optimizer



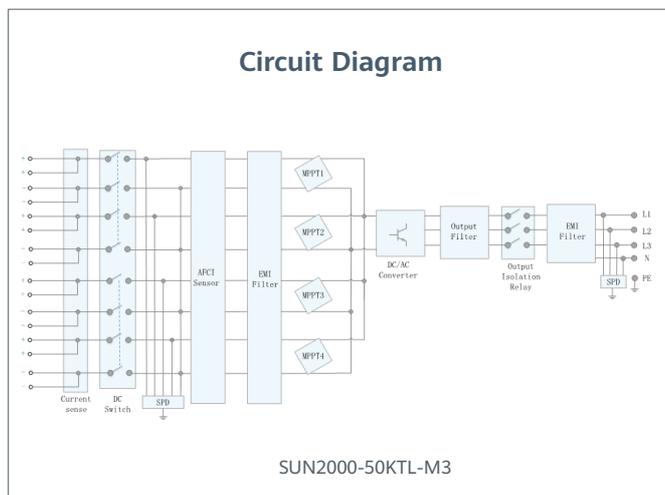
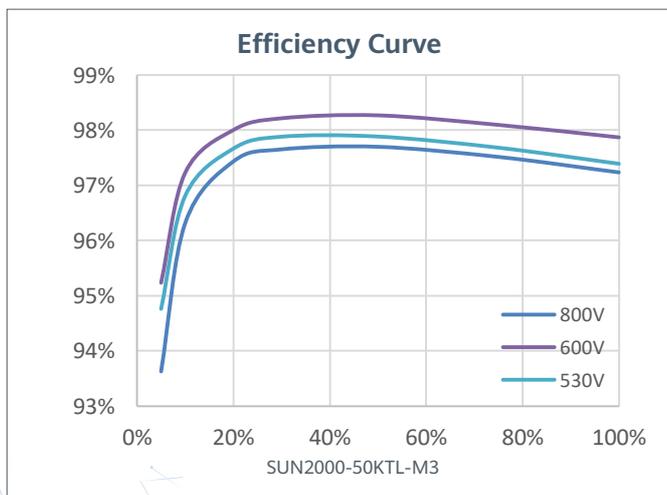
## Active Safety

AI Powered  
Active Arcing Protection



## Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G  
Communication Supported



**Technical Specification** **SUN2000-50KTL-M3**

Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%

Input	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4

Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery <sup>3</sup>	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)

Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P

General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.  
3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)  
4. 50KTL Platform only supports C&I Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec 30<sup>th</sup>, 2022)  
Refer to [HTTP://solar.huawei.com/](http://solar.huawei.com/)

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## EasyPact CVS - Interruptor Automático CVS100F TM80D - 4P/4R

LV510356

### Principal

Gama	EasyPact (**)
Nombre del producto	EasyPact CVS100
Nombre abreviado del equipo	CVS100F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Función	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4R
Earth leakage protection (Vigi add on)	Sin
[In] Corriente nominal	80 A en 40 °C
Tipo de red	AC
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] Breaking capacity	36 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 70 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Calibre de la unidad de disparo	80 A en 40 °C
Tipo de protección	Protección contra cortocircuitos (magnética) Protección contra sobrecarga (térmica)

### Complementario

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a Icu
Frecuencia de red	50/60 Hz
Código de poder de corte	En > 50 A
[Ics] poder de corte en servicio	18 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 70 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Posición de neutro	Izquierda
Durabilidad mecánica	30000 ciclos
Durabilidad eléctrica	12000 ciclos 415 V In acorde a En > 50 A

Tipo de control	Maneta
Rango de ajustes de protección térmica	56...80 A
Ajuste protección de neutro	1 x Ir - tipo de cable: 4R)
Tipo de ajuste de detección a largo plazo Ir	Ajustable
Intervalo de ajuste de detección a largo plazo	0,7...1 x In
Tipo de ajuste de retardo de larga duración	Fijo
Tipo de ajuste de detección instantánea Ii	Fijo
Intervalo de ajuste de detección instantánea	640 A
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Conexiones - terminales	Conexión de tornillo
Paso de conexión	35 mm
Código de compatibilidad	CVS100
Anchura	140 mm
Profundidad	86 mm
Altura	161 mm
Peso del producto	2,2 kg

## Entorno

Normas	HB1 En > 50 A
Certificaciones de producto	GOST IEC
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C

## Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	13,500 cm
Paquete 1 Ancho	14,500 cm
Paquete 1 Longitud	19,000 cm
Paquete 1 Peso	2,156 kg

## Sostenibilidad de la oferta

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

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Sustituciones recomendadas

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## Easypact CVS - Interruptor Automático CVS250F TM250D - 4P/4R

LV525353

### Principal

Gama	EasyPact (**)
Nombre del producto	EasyPact CVS100
Nombre abreviado del equipo	CVS250F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Función	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4R
Earth leakage protection (Vigi add on)	Sin
[In] Corriente nominal	250 A en 40 °C
Tipo de red	AC
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] Breaking capacity	36 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 70 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Calibre de la unidad de disparo	250 A en 40 °C
Tipo de protección	Protección contra sobrecarga (térmica) Protección contra cortocircuitos (magnética)

### Complementario

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a Icu
Frecuencia de red	50/60 Hz
Código de poder de corte	En > 50 A
[Ics] poder de corte en servicio	18 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 70 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Posición de neutro	Izquierda
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos 415 V In acorde a En > 50 A

<b>Tipo de control</b>	Maneta
<b>Rango de ajustes de protección térmica</b>	175...250 A
<b>Ajuste protección de neutro</b>	1 x I <sub>r</sub> - tipo de cable: 4R)
<b>Tipo de ajuste de detección a largo plazo I<sub>r</sub></b>	Ajustable
<b>Intervalo de ajuste de detección a largo plazo</b>	0,7...1 x I <sub>n</sub>
<b>Tipo de ajuste de retardo de larga duración</b>	Fijo
<b>Tipo de ajuste de detección instantánea I<sub>i</sub></b>	Fijo
<b>Intervalo de ajuste de detección instantánea</b>	2500 A
<b>Indicador de posición del contacto</b>	Sí
<b>Tipo de montaje</b>	Fijo
<b>Soporte de montaje</b>	Placa posterior
<b>Conexión superior</b>	Frontal
<b>Conexión hacia abajo</b>	Parte delantera
<b>Conexiones - terminales</b>	Conexión de tornillo
<b>Paso de conexión</b>	35 mm
<b>Código de compatibilidad</b>	CVS250
<b>Anchura</b>	140 mm
<b>Profundidad</b>	86 mm
<b>Altura</b>	161 mm
<b>Peso del producto</b>	2,6 kg

## Entorno

<b>Normas</b>	HB1 En > 50 A
<b>Certificaciones de producto</b>	GOST IEC
<b>Clase de protección contra descargas eléctricas</b>	Clase II
<b>Grado de contaminación</b>	3 acorde a IK07
<b>Grado de protección IP</b>	IP40
<b>Temperatura ambiente de funcionamiento</b>	-25...70 °C
<b>Temperatura ambiente de almacenamiento</b>	-50...85 °C

## Unidades de embalaje

<b>Tipo de unidad de paquete 1</b>	PCE
<b>Número de unidades en el paquete 1</b>	1
<b>Paquete 1 Altura</b>	13,6 cm
<b>Paquete 1 Ancho</b>	14,5 cm
<b>Paquete 1 Longitud</b>	18,9 cm
<b>Paquete 1 Peso</b>	2,581 kg

Tipo de unidad de paquete 2	S04
Número de unidades en el paquete 2	9
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	40,0 cm
Paquete 2 Longitud	60,0 cm
Paquete 2 Peso	23,842 kg

## Sostenibilidad de la oferta

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

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Sustituciones recomendadas

# Hoja de características del producto

Especificaciones



## disjuntor Compact NS1250N - Micrologic 2,0 - 1250 A - 4 pólos 4d

33480

### Principal

Gama	ComPact
Nombre del producto	Compact NS
Gama de producto	Compact NS630b...1600
NOmbre abreviado del equipo	Compact NS1250N
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Función	Para corriente > 0,1 A
Number of poles	4P
Descripción de polos protegidos	4R
Posición de neutro	Izquierda
(In) rated current up to 65 °C	1250 A en 50 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría AC
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	30 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 50 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 50 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 85 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 40 kA Icu en 500/525 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Performance level	Sin protección 50 kA 415 V AC
Unidad de control	Micrologic 2.0 A
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta Mando rotativo
Circuit breaker mounting mode	Fijo

### Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
-------------------------------------	--------------------------------------

<b>[Uimp] Resistencia a picos de tensión</b>	8 kV acorde a En> 50 A
<b>[Ics] rated service short-circuit breaking capacity</b>	30 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 40 kA en 500/525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 50 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 50 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 50 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
<b>[Icw] rated short-time withstand current</b>	19,2 kA 1 s acorde a En> 50 A
<b>Durabilidad mecánica</b>	10000 ciclos
<b>Durabilidad eléctrica</b>	2000 ciclos en 690 V In 3000 ciclos en 690 V In/2 4000 ciclos en 440 V In 5000 ciclos en 440 V In/2
<b>Pérdidas de potencia</b>	44 W
<b>Soporte de montaje</b>	Placa posterior
<b>Conexión superior</b>	Frontal
<b>Conexión hacia abajo</b>	Parte delantera
<b>Paso de conexión</b>	70 mm
<b>Tipo de protección</b>	L : for protección de sobrecarga (mucho tiempo) I : for prot.contra cortocirc.(inst.)
<b>Calibre de la unidad de disparo</b>	1250 A en 50 °C
<b>Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)</b>	9 regulaciones
<b>[Ir] long-time protection pick-up adjustment range</b>	0,4...1 x pol
<b>Long-time protection delay adjustment type tr</b>	9 regulaciones
<b>[Tr] long-time protection delay adjustment range</b>	12,5...600 s en 1.5 x Ir 0,5...24 s en 6 x Ir 0,7...16,6 s en 7.2 x Ir
<b>Memoria térmica</b>	20 mn
<b>Instantaneous protection pick-up adjustment type li</b>	Ajustable
<b>[li] instantaneous protection pick-up adjustment range</b>	1,5...10 x Ir
<b>Protección contra fugas a tierra</b>	Sin
<b>Neutral protection settings</b>	Protección de sobrecarga (mucho tiempo) - tipo de cable: 3R) 0.5 x Ir - tipo de cable: 3R+ N/2) 1 x Ir - tipo de cable: 4R)
<b>Selectividad lógica ZSI</b>	Sin
<b>Opciones de los contactos auxiliares</b>	1 NA/NC
<b>Señalizaciones en local</b>	Indicación de error, estado 1 4 LEDs - tipo de cable: rojo) Sobrecarga, estado 1 1 LED - tipo de cable: amarillo)
<b>Width (W)</b>	280 mm
<b>Height (H)</b>	327 mm
<b>Depth (D)</b>	147 mm
<b>Peso del producto</b>	18 kg
<b>Entorno</b>	
<b>Normas</b>	Icu
<b>Certificaciones de producto</b>	ASTA ASEFA
<b>Grado de contaminación</b>	3 acorde a IEC 60947

Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a H
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
Humedad relativa	0...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

## Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	30 cm
Paquete 1 Ancho	40 cm
Paquete 1 Longitud	60 cm
Paquete 1 Peso	16,838 kg

## Sostenibilidad de la oferta

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

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Sustituciones recomendadas



**CYDESA**  
 Construcciones y Distribuciones Eléctricas, S.A.

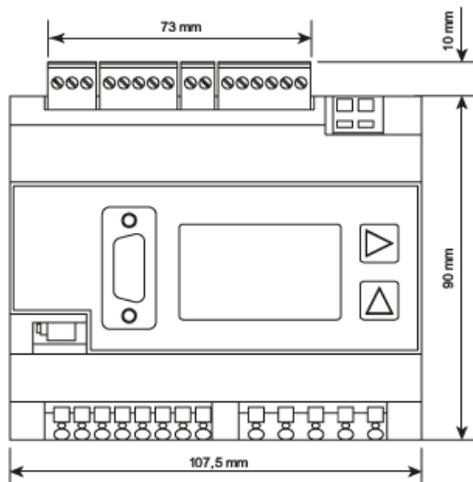
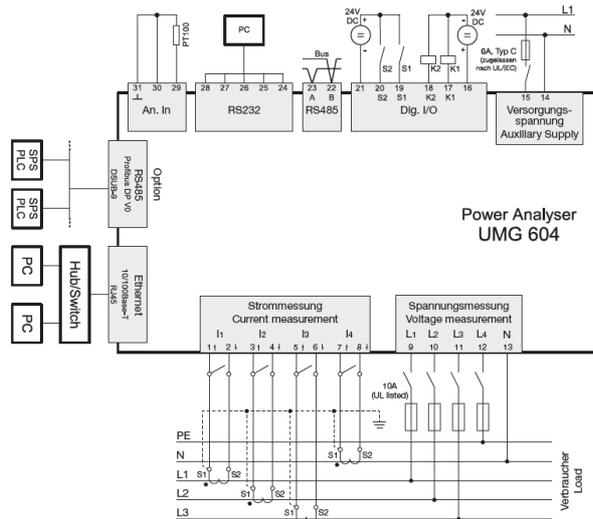
Expertos en energía reactiva y armónicos

Pol. Ind. Sant Antoni, Parcela 2, Nave A  
 08620 Sant Vicenç dels Horts (Barcelona)  
 España

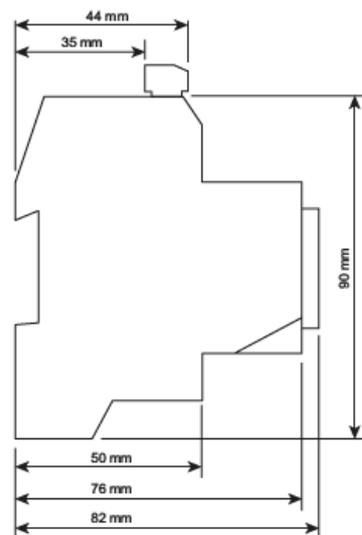
Tel.: (+34) 936 565 950  
 Fax: (+34) 936 769 745  
 E-mail: cydesa@cydesa.com



## UMG 604-PRO: ANALIZADOR DE ENERGÍA INTELIGENTE PARA MONTAJE EN CARRIL DIN.



Front view



Side view



**CYDESA**  
Construcciones y Distribuciones Eléctricas, S.A.

Expertos en energía reactiva y armónicos

Pol. Ind. Sant Antoni, Parcela 2, Nave A  
08620 Sant Vicenç dels Horts (Barcelona)  
España

Tel.: (+34) 936 565 950  
Fax: (+34) 936 769 745  
E-mail: cydesa@cydesa.com



## Características

---

### Precisión

- Energía: Clase 0.5S (... / 5 A)
- Intensidad: 0.2 %
- Tensión: 0.2 %

### Calidad eléctrica

- Armónicos hasta el de orden 40
- Microcortes (> 20 ms)
- Transitorios (> 50  $\mu$ s)
- Corrientes de arranque (> 20 ms)
- Desequilibrio de fases
- Almacenado de forma de onda completa (Hasta 4 minutos)

### Memoria interna

- 128 MB

### Comunicación

- Profibus (DP/ V0)
- Modbus (RTU, UDP, TCP, Gateway)
- TCP/IP
- BACnet (opcional)
- HTTP (página web integrada)
- FTP (transferencia de archivos)
- SNMP
- TFTP
- NTP (sincronización de tiempo)
- SMTP (envío de correo electrónico)
- DHCP

### Interfaces

- Ethernet
- RS232
- RS485

### Tipo de red

- TN, TT, IT networks
- Redes de 3 fases y 3 fases + Neutro.
- Medida de hasta 4 líneas monofásicas.

### Entrada de temperatura

- PT100, PT1000, KTY83, KTY84

### Entradas/salidas digitales

- Salidas con lógica programable
- Acceso remoto vía Modbus / Profibus
- Programación de umbrales de disparo

### Lenguaje de programación

- Jasic®
- Función autómata programable

### Webserver integrado

- Acceso a los datos a tiempo real e históricos desde explorador web.
- Visualización de tipo tabla de valores y gráfica.
- Permite instalación de Apps
  - Watchdog EN50160
  - Watchdog IEC61000-2-4
  - Alarmas por e-mail
  - Push Server: Envío directo de datos a servidor externo.

# SmartLogger3000A



## Smart

Smart zero export control design



## Simple

Easy to install on site



## Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
<b>Device Management</b>		
Max. Number of Connected Devices	80	
<b>Communication Interface</b>		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G <sup>1</sup>	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz <sup>2</sup>	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
<b>Communication Protocol</b>		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
<b>Interaction</b>		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
<b>Environment</b>		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
<b>Electrical</b>		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
<b>Mechanical</b>		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

<sup>1</sup>: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

<sup>2</sup>: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.



# SOLARBLOC®



## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

##### **RESISTENCIA A COMPRESIÓN** - Procedimiento interno basado en las normas:

UNE-EN 12504-1: 2009. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 1: Testigos. Extracción, examen y ensayo a compresión.

UNE-EN 12390-3:2009/AC:2011. Determinación de la resistencia a compresión del hormigón

##### Metodología:

Resultado medio de 14 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

RESISTENCIA A COMPRESIÓN MEDIA  
(Mpa)

**20,8 MPa**

##### **DENSIDAD DEL HORMIGÓN.** - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12390-7:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 7: Densidad del hormigón endurecido.

##### Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

DENSIDAD DEL HORMIGÓN ENDURECIDO  
(kg/m<sup>3</sup>)

**2230 Kg/m<sup>3</sup>**

##### **VELOCIDAD DE LOS IMPULSOS ULTRASÓNICOS** - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-4: 2006. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 4: Determinación de la velocidad de los impulsos ultrasónicos.

##### Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

VELOCIDAD  
(m/s)

**3380 m/s**

TIEMPO  
(µs)

**23,7 µs**

#### Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)

Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

SOLARBLOC® es un producto diseñado, desarrollado, fabricado y patentado por PRETENSADOS DURÁN S.L.

[WWW.SOLARBLOC.ES](http://WWW.SOLARBLOC.ES)



# SOLARBLOC®



## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

##### ÍNDICE DE REBOTE - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-2:2013. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 2: Ensayos no destructivos. Determinación del índice de rebote.

##### Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ÍNDICE ESCLEROMÉTRICO

32

##### ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad de piezas para fábrica de albañilería

##### Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN DE AGUA POR  
CAPILARIDAD (g/m<sup>2</sup>s)

6,78 g/m<sup>2</sup>s

##### ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA - Procedimiento interno.

##### Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA  
(%)

5,05%

##### Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)  
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

**RESISTENCIA A FLEXIÓN EN LA SECCIÓN MAS DESFAVORABLE** -Procedimiento interno basado en la norma:  
UNE-EN 12390-5:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 5: Resistencia a flexión de probetas.

**Metodología:**

Resistencia a flexión de la sección más desfavorable del prefabricado mediante aplicación de la carga en la sección central biapoyada.

RESISTENCIA A FLEXIÓN  
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

**4,5 MPa**

RESISTENCIA A FLEXIÓN  
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

**6,5 MPa**

$$f_{ef} = \frac{3 \cdot F \cdot l}{2 \cdot d_1 \cdot d_2^2}$$

$f_{ef}$  = Resistencia en MPa

F = Carga de rotura en N

l = Distancia entre apoyos en mm

$d_1$  y  $d_2$  = Dimensiones laterales de las probetas

**ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA.** - Procedimiento interno.

**Metodología:**

Después de acondicionar las piezas a 20°C, se sumerge hasta masa constante para posteriormente secarse en estufa ventilada a 105 °C. La pérdida de masa se expresa como porcentaje de la masa de la pieza seca.

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA (%)  
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

**2,85%**

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA (%)  
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

**4,27%**

**Centro de producción:**

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)  
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

##### COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad

##### Metodología:

Después de secada la pieza hasta masa constante, se sumerge en agua la cara inferior del SOLARBLOC durante 10 minutos y se determina el aumento de masa.

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD  
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

**2.47 g/m<sup>2</sup>s**

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD  
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

**6.67 g/m<sup>2</sup>s**

$$c_{w,s} = \frac{m_{so,s} - m_{seco,s}}{A_s \times t_{so}} \times 10^6 \left[ \frac{g}{(m^2 \times s)} \right]$$

$c_{w,s}$  = Coeficiente de absorción por capilaridad (g/(m<sup>2</sup>xs))

$m_{so,s}$  = Masa de la pieza después de la inmersión (g)

$m_{seco,s}$  = Masa de la pieza después del secado (g)

$A_s$  = Superficie bruta de la cara de la probeta sumergida (mm<sup>2</sup>)

$t_{so}$  = Tiempo de inmersión (s)

##### PAR DE APRIETE SOPORTADO POR EL SOLARBLOC - Procedimiento interno.

##### Metodología:

Pruebas de validación realizadas con mediciones en diferentes posiciones mediante el empleo de llaves dinamométricas.

	SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º	SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º
Par de apriete máximo sin dañar el hormigón de la pieza	20 - 25 Nm	20 - 25 Nm
Mínima distancia a borde para fallo por cono de hormigón y fisuración	45 mm	60 mm
Separación crítica entre anclajes	50 mm	50 mm

##### Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)

Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

SOLARBLOC® es un producto diseñado, desarrollado, fabricado y patentado por PRETENSADOS DURÁN S.L.

[WWW.SOLARBLOC.ES](http://WWW.SOLARBLOC.ES)

## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

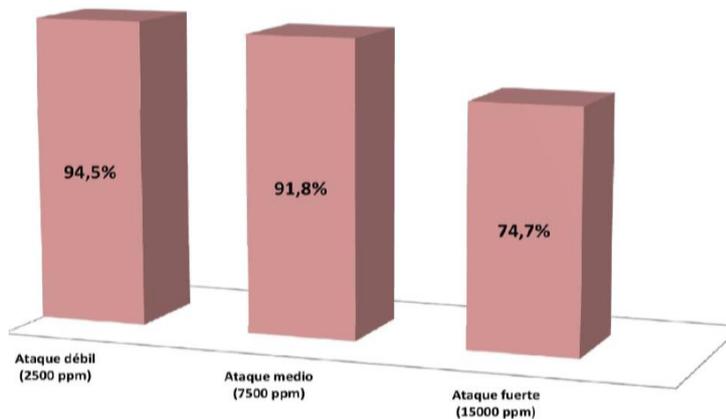
#### ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

#### INMERSIÓN EN SULFATOS - Procedimiento interno

**Metodología:**

Porcentaje de resistencia conservada después de la inmersión durante 3 meses en disoluciones diferentes de sulfato sódico tomando como referencia los límites marcados en la EHE-08 de suelos agresivos.

CATEGORÍA	CONCENTRACIÓN DE LA DISOLUCIÓN (ppm)	RESISTENCIA CONSERVADA DESPUÉS DE 3 MESES (%)
S-1	2500 ppm	<b>94,5%</b>
S-2	7500 ppm	<b>91,8%</b>
S-3	15000 ppm	<b>74,7%</b>



**Centro de producción:**

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)  
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

#### RESISTENCIA A CICLO DE HIELO/DESHIELO - Procedimiento interno

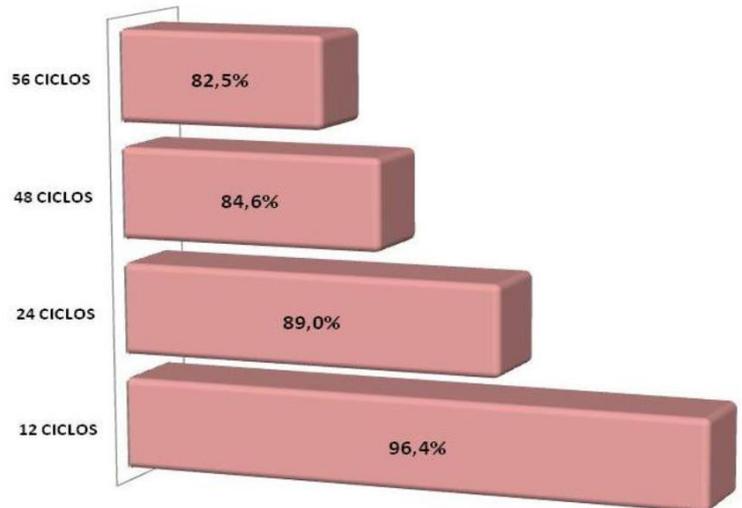
**Metodología:**

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 12 horas de hielo/deshielo en cámara controlada. Los tiempos y temperaturas en cada ciclo se reflejan en la tabla 1.

Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
12 Ciclos de 12 horas	<b>96,4%</b>
24 Ciclos de 12 horas	<b>89,0%</b>
48 Ciclos de 12 horas	<b>84,6%</b>
56 Ciclos de 12 horas	<b>82,5%</b>

	Temperatura	Tiempo
Inicio	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0$
Fase 1	$\leq 0\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 2,0\text{ h.}$
Fase 2	$\leq -8\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -12\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 6,0\text{ h.}$
Fase 3	Inmersión total	$T_0 + 6,5\text{ h.}$
Fase 4	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 9,0\text{ h.}$
Fase 5	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 12,0\text{ h.}$

Tabla 1. Desarrollo de los ciclos cada 12 horas



**Centro de producción:**

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)  
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

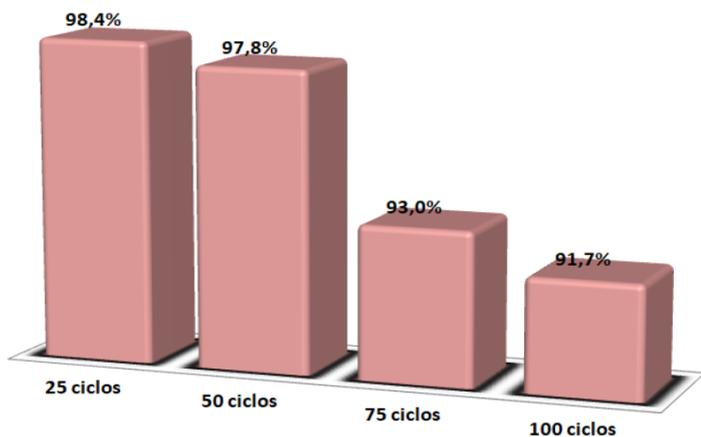
### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

#### RESISTENCIA A CICLOS DE HUMECTACIÓN/SECADO - Procedimiento interno

**Metodología:**

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 24 horas de humectación/secado consistentes en 7 horas en estufa ventilada a 70 °C y 17 horas sumergidas en agua a 20 °C



Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
25 Ciclos de 24 horas	<b>98,4%</b>
50 Ciclos de 24 horas	<b>97,8%</b>
75 Ciclos de 24 horas	<b>93,0%</b>
100 Ciclos de 24 horas	<b>91,7%</b>

	Fase	Tiempo
Inicio	20 °C	T <sub>0</sub>
Fase 1	Estufa ventilada a 70 °C	T <sub>0</sub> + 7,0 h.
Fase 2	Inmersión en agua a 20 °C	T <sub>0</sub> + 24,0 h.

Tabla 2. Desarrollo de los ciclos cada 24 horas

**Centro de producción:**

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)  
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

## FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

### SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

#### ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

#### RESISTENCIA QUÍMICA DEL HORMIGÓN. LIXIVIACIÓN - Procedimiento interno

##### Metodología:

Evaluación de la lixiviación del hormigón mediante la inmersión de 5 testigos cilíndricos de hormigón de 40 mm de diámetro y 80 mm de longitud en una disolución semi-saturada de  $\text{NH}_4\text{NO}_3$  a 20 °C en intervalos de 1-80 días. Determinación del porcentaje de resistencia conservada a la compresión frente a la disolución de calcio y silicio observada.

TIEMPO DE INMERSIÓN (Día)	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
1 día	<b>88,9%</b>
5 días	<b>81,0%</b>
21 días	<b>68,2%</b>
45 días	<b>63,2%</b>
71 días	<b>46,6%</b>

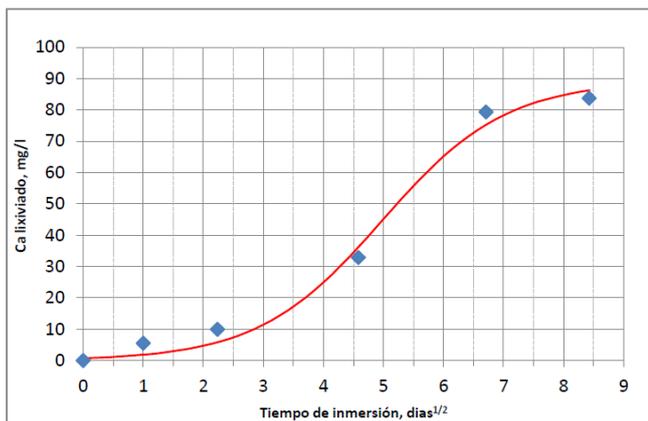


Tabla 1. Gráfica del calcio lixiviado frente al tiempo

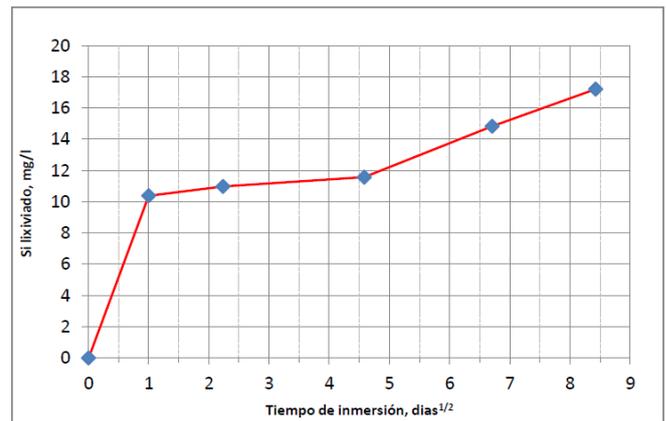


Tabla 2. Gráfica del silicio lixiviado frente al tiempo

##### Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)  
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

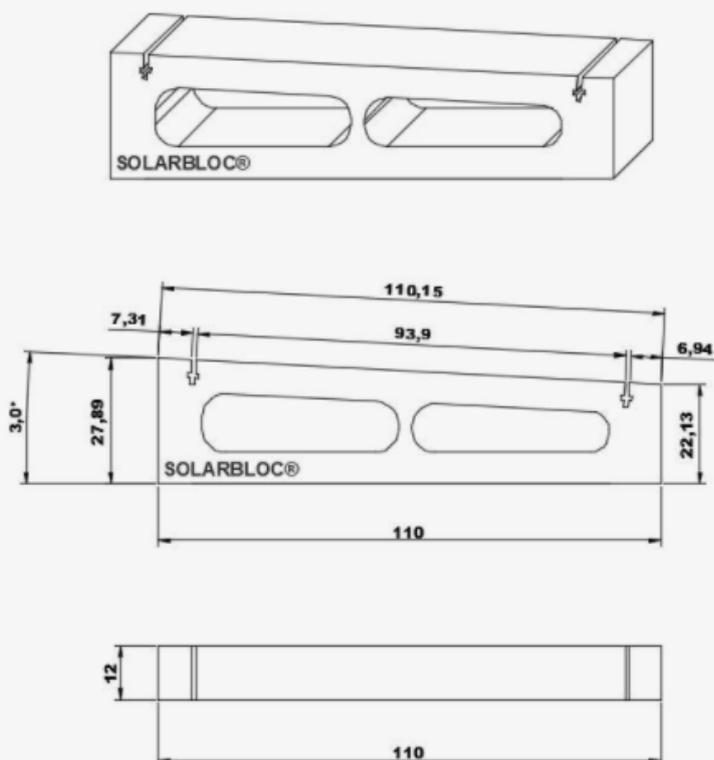


## 1.2

### DATOS TÉCNICOS SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS 3º

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.

#### DIMENSIONES Y PESO SEGÚN LA INCLINACIÓN SOLARBLOC® 3º



PESO APROXIMADO 50KG  
INCLINACIÓN 3º  
LONGITUD 110 CM  
COTAS EN CM



Más información en [solarbloc.es](http://solarbloc.es)



## **Anexo 3: Análisis económico 3ª y 4ª Simulación**



Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Anexo 3. Tabla 1: Análisis económico 3ª Simulación. Fuente: Propia

AÑO	AHORRO ENERG. (kWh)	PRECIO ENERGÍA (€/kWh)	AHORRO ECONÓMICO (€)	MANTENIEM.	CAMBIO INVERSORES	AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN	BENEFICIO BRUTO	IS A PAGAR	BENEFICIO NETO	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0		0,18897								-374.671,50€	-374.671,50€
1	872.441,95	0,19086	166.512,12 €	1.500,00 €	0,00 €	14.986,86€	150.025,26€	37.506,31€	112.518,94€	127.505,80€	-247.165,70€
2	867.643,52	0,19277	167.252,26 €	1.530,15 €	0,00 €	14.986,86€	150.735,25€	37.683,81€	113.051,44€	128.038,30€	-119.127,40€
3	862.871,48	0,19469	167.995,70 €	1.545,45 €	0,00 €	14.986,86€	151.463,39€	37.865,85€	113.597,54€	128.584,40€	9.457,01€
4	858.125,69	0,19664	168.742,44 €	1.560,91 €	0,00 €	14.986,86€	152.194,68€	38.048,67€	114.146,01€	129.132,87€	138.589,87€
5	853.406,00	0,19861	169.492,50 €	1.576,52 €	0,00 €	14.986,86€	152.929,13€	38.232,28€	114.696,84€	129.683,70€	268.273,58€
6	848.712,26	0,20059	170.245,90 €	1.592,28 €	0,00 €	14.986,86€	153.666,76€	38.416,69€	115.250,07€	130.236,93€	398.510,50€
7	844.044,35	0,20260	171.002,64 €	1.608,20 €	0,00 €	14.986,86€	154.407,58€	38.601,89€	115.805,68€	130.792,54€	529.303,04€
8	839.402,10	0,20463	171.762,75 €	1.624,29 €	0,00 €	14.986,86€	155.151,60€	38.787,90€	116.363,70€	131.350,56€	660.653,61€
9	834.785,39	0,20667	172.526,23 €	1.640,53 €	0,00 €	14.986,86€	155.898,84€	38.974,71€	116.924,13€	131.910,99€	792.564,60€
10	830.194,07	0,20874	173.293,11 €	1.656,93 €	26.935,35 €	14.986,86€	129.713,96€	32.428,49€	97.285,47€	112.272,33€	904.836,93€
11	825.628,00	0,21083	174.063,40 €	1.673,50 €	0,00 €	14.986,86€	157.403,04€	39.350,76€	118.052,28€	133.039,14€	1.037.876,06€
12	821.087,05	0,21293	174.837,11 €	1.690,24 €	0,00 €	14.986,86€	158.160,01€	39.540,00€	118.620,01€	133.606,87€	1.171.482,93€
13	816.571,07	0,21506	175.614,26 €	1.707,14 €	0,00 €	14.986,86€	158.920,26€	39.730,07€	119.190,20€	134.177,06€	1.305.659,99€
14	812.079,93	0,21721	176.394,87 €	1.724,21 €	0,00 €	14.986,86€	159.683,79€	39.920,95€	119.762,85€	134.749,71€	1.440.409,70€
15	807.613,49	0,21939	177.178,94 €	1.741,45 €	0,00 €	14.986,86€	160.450,63€	40.112,66€	120.337,97€	135.324,83€	1.575.734,53€
16	803.171,62	0,22158	177.966,50 €	1.758,87 €	0,00 €	14.986,86€	161.220,77€	40.305,19€	120.915,58€	135.902,44€	1.711.636,97€
17	798.754,17	0,22380	178.757,56 €	1.776,46 €	0,00 €	14.986,86€	161.994,25€	40.498,56€	121.495,68€	136.482,54€	1.848.119,51€
18	794.361,02	0,22603	179.552,14 €	1.794,22 €	0,00 €	14.986,86€	162.771,06€	40.692,76€	122.078,29€	137.065,15€	1.985.184,66€
19	789.992,04	0,22829	180.350,25 €	1.812,16 €	0,00 €	14.986,86€	163.551,23€	40.887,81€	122.663,42€	137.650,28€	2.122.834,94€
20	785.647,08	0,23058	181.151,91 €	1.830,29 €	26.935,35 €	14.986,86€	137.399,41€	34.349,85€	103.049,55€	118.036,41€	2.240.871,36€
21	781.326,02	0,23288	181.957,13 €	1.848,59 €	0,00 €	14.986,86€	165.121,68€	41.280,42€	123.841,26€	138.828,12€	2.379.699,48€
22	777.028,73	0,23521	182.765,93 €	1.867,07 €	0,00 €	14.986,86€	165.911,99€	41.478,00€	124.433,99€	139.420,85€	2.519.120,33€
23	772.755,07	0,23756	183.578,32 €	1.885,74 €	0,00 €	14.986,86€	166.705,72€	41.676,43€	125.029,29€	140.016,15€	2.659.136,48€
24	768.504,92	0,23994	184.394,33 €	1.904,60 €	0,00 €	14.986,86€	167.502,86€	41.875,72€	125.627,15€	140.614,01€	2.799.750,49€
25	764.278,14	0,24234	185.213,96 €	1.923,65 €	0,00 €	14.986,86€	168.303,45€	42.075,86€	126.227,59€	141.214,45€	2.940.964,93€
	20.430.425,15		4.392.602,23€	42.773,45€	53.870,71€	374.671,50€	3.921.286,58€	980.321,64€	2.940.964,93€	2.940.964,93€	

Diseño de instalación fotovoltaica de 650 kW para autoconsumo sin excedentes con vertido a red interior de baja tensión en una fábrica de piensos en Castellón

Anexo 3. Tabla 2: Análisis económico 4ª Simulación Fuente:Propia

AÑO	AHORRO ENERG. (kWh)	PRECIO ENERGÍA (€/kWh)	AHORRO ECONÓMICO (€)	MANTIENEM.	CAMBIO INVERSORES	AMORTIZACIÓN INSTALACIÓN	BENEFICIO BRUTO	IS A PAGAR	BENEFICIO NETO	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0		0,18897								-315.150,52€	-315.150,52€
1	802.329,53	0,19086	153.130,63 €	1.500,00 €	0,00 €	12.606,02€	139.024,61€	34.756,15€	104.268,46€	116.874,48€	-198.276,04€
2	797.916,72	0,19277	153.811,30 €	1.530,15 €	0,00 €	12.606,02€	139.675,13€	34.918,78€	104.756,35€	117.362,37€	-80.913,67€
3	793.528,18	0,19469	154.494,99 €	1.545,45 €	0,00 €	12.606,02€	140.343,52€	35.085,88€	105.257,64€	117.863,66€	36.949,99€
4	789.163,77	0,19664	155.181,72 €	1.560,91 €	0,00 €	12.606,02€	141.014,79€	35.253,70€	105.761,10€	118.367,12€	155.317,11€
5	784.823,37	0,19861	155.871,50 €	1.576,52 €	0,00 €	12.606,02€	141.688,97€	35.422,24€	106.266,73€	118.872,75€	274.189,85€
6	780.506,84	0,20059	156.564,35 €	1.592,28 €	0,00 €	12.606,02€	142.366,05€	35.591,51€	106.774,54€	119.380,56€	393.570,41€
7	776.214,05	0,20260	157.260,28 €	1.608,20 €	0,00 €	12.606,02€	143.046,06€	35.761,51€	107.284,54€	119.890,56€	513.460,98€
8	771.944,88	0,20463	157.959,30 €	1.624,29 €	0,00 €	12.606,02€	143.729,00€	35.932,25€	107.796,75€	120.402,77€	633.863,74€
9	767.699,18	0,20667	158.661,43 €	1.640,53 €	0,00 €	12.606,02€	144.414,88€	36.103,72€	108.311,16€	120.917,18€	754.780,93€
10	763.476,83	0,20874	159.366,68 €	1.656,93 €	21.941,51 €	12.606,02€	123.162,22€	30.790,55€	92.371,66€	104.977,68€	859.758,61€
11	759.277,71	0,21083	160.075,07 €	1.673,50 €	0,00 €	12.606,02€	145.795,54€	36.448,89€	109.346,66€	121.952,68€	981.711,29€
12	755.101,68	0,21293	160.786,60 €	1.690,24 €	0,00 €	12.606,02€	146.490,34€	36.622,59€	109.867,76€	122.473,78€	1.104.185,07€
13	750.948,62	0,21506	161.501,30 €	1.707,14 €	0,00 €	12.606,02€	147.188,14€	36.797,03€	110.391,10€	122.997,12€	1.227.182,19€
14	746.818,41	0,21721	162.219,17 €	1.724,21 €	0,00 €	12.606,02€	147.888,94€	36.972,23€	110.916,70€	123.522,72€	1.350.704,92€
15	742.710,91	0,21939	162.940,24 €	1.741,45 €	0,00 €	12.606,02€	148.592,76€	37.148,19€	111.444,57€	124.050,59€	1.474.755,51€
16	738.626,00	0,22158	163.664,50 €	1.758,87 €	0,00 €	12.606,02€	149.299,62€	37.324,90€	111.974,71€	124.580,73€	1.599.336,24€
17	734.563,55	0,22380	164.391,99 €	1.776,46 €	0,00 €	12.606,02€	150.009,52€	37.502,38€	112.507,14€	125.113,16€	1.724.449,40€
18	730.523,45	0,22603	165.122,72 €	1.794,22 €	0,00 €	12.606,02€	150.722,47€	37.680,62€	113.041,86€	125.647,88€	1.850.097,28€
19	726.505,57	0,22829	165.856,69 €	1.812,16 €	0,00 €	12.606,02€	151.438,50€	37.859,63€	113.578,88€	126.184,90€	1.976.282,17€
20	722.509,79	0,23058	166.593,92 €	1.830,29 €	21.941,51 €	12.606,02€	130.216,10€	32.554,03€	97.662,08€	110.268,10€	2.086.550,27€
21	718.535,99	0,23288	167.334,43 €	1.848,59 €	0,00 €	12.606,02€	152.879,82€	38.219,96€	114.659,87€	127.265,89€	2.213.816,16€
22	714.584,04	0,23521	168.078,23 €	1.867,07 €	0,00 €	12.606,02€	153.605,14€	38.401,28€	115.203,85€	127.809,87€	2.341.626,03€
23	710.653,83	0,23756	168.825,34 €	1.885,74 €	0,00 €	12.606,02€	154.333,57€	38.583,39€	115.750,18€	128.356,20€	2.469.982,23€
24	706.745,23	0,23994	169.575,77 €	1.904,60 €	0,00 €	12.606,02€	155.065,14€	38.766,29€	116.298,86€	128.904,88€	2.598.887,11€
25	702.858,14	0,24234	170.329,53 €	1.923,65 €	0,00 €	12.606,02€	155.799,86€	38.949,97€	116.849,90€	129.455,92€	2.728.343,03€
	18.788.566,29		4.039.597,69	42.773,45	43.883,02	315.150,52	3.637.790,70	909.447,68	2.728.343,03	2.728.343,03	