



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

**INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA PARA EL
COLEGIO EDUCATIVO ANTONIO
MACHADO DE BAEZA**

Alumno: Cristian Cruz Moreno

Tutor: Prof. D. Manuel Ortega Armenteros
Depto.: Ingeniería Eléctrica

Julio, 2017



UNIVERSIDAD DE JAÉN

Escuela Politécnica Superior de Linares

Grado en Ingeniería Eléctrica Industrial

Trabajo Fin de Grado

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA EL COLEGIO EDUCATIVO ANTONIO
MACHADO DE BAEZA

Alumno: Cristian Cruz Moreno

Tutor: Manuel Ortega Armenteros

Dpto: Ingeniería Eléctrica

Firma Alumno

Firma Tutor:

Julio, 2017

ÍNDICE GENERAL

1. MEMORIA
2. ANEXOS A LA MEMORIA
 - 2.1. ANEXO I. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS
 - 2.2. ANEXO II. ESTUDIO ECONÓMICO
 - 2.3. ANEXO III. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD
 - 2.4. ANEXO IV. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
3. PLANOS
4. PLIEGO DE CONDICIONES
5. PRESUPUESTO Y MEDICIONES
6. BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE

1. MEMORIA	11
1.1 Alcance y objetivos	11
1.2 Antecedentes	12
1.3 Emplazamiento	12
1.4 Normativa y reglamentación	13
1.5 Descripción general de la instalación fotovoltaica	14
1.6 Generador fotovoltaico	15
1.7 Inversor	17
1.8 Estructura soporte	20
1.9 Cableado	20
1.9.1 Cableado DC	21
1.9.1.1 Primer tramo	21
1.9.1.2 Segundo tramo	21
1.9.2 Cableado AC	21
1.10 Protecciones	22
1.10.1 Protecciones en CC	22
1.10.2 Protecciones en AC	22
1.11 Puesta a tierra	23
1.12 Medida de la energía	24
1.13 Energía neta generada	25
2. ANEXOS A LA MEMORIA	28
A. ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	28
2.1 Datos consumo eléctrico	28
2.2 Dimensionamiento generador fotovoltaico	29
2.2.1 Emplazamiento	29
2.2.2 Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico	30

2.2.3.	Especificaciones técnicas del inversor.....	30
2.2.4.	Orientación de los paneles.....	30
2.2.5.	Inclinación de los paneles	31
2.2.6.	Distancia mínima entre módulos.....	34
2.2.7.	Cálculo número de módulos en serie	37
2.2.8	Cálculo número de ramas en paralelo	39
2.2.9	Configuración serie-paralelo elegida	40
2.2.10	Distribución de los paneles	40
2.3	Inversor.....	42
2.4	Estructura	43
2.5	Estudio del recurso solar	43
2.6	Rendimiento energético de la instalación.....	45
2.6.1	Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación	45
2.6.2	Cálculo pérdidas por conexionado (o mismatch).....	48
2.6.3	Pérdidas por suciedad y polvo.....	48
2.6.4	Cálculo de las pérdidas por sombras.....	49
2.6.5	Pérdidas por temperatura.....	49
2.6.6	Cálculo pérdidas espectrales y angulares	51
2.6.7	Cálculo pérdidas en el cableado	51
2.6.8	Pérdidas en el inversor	51
2.6.9	Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia	52
2.6.10	Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC del inversor.....	52
2.6.11	Performance Ratio (PR)	53
2.6.12	Estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación.....	54
2.7	Cálculos eléctricos.....	59
2.7.1	Introducción	59
2.7.2	Dimensionado de conductores en continua.	59

2.7.2.1	Módulos fotovoltaicos – Caja de conexión.	59
2.7.2.1.1	Criterio de intensidad máxima admisible.	60
2.7.2.1.2	Criterio de caída de tensión.	61
2.7.2.2	Caja de conexión – inversor.	62
2.7.2.2.1	Criterio de intensidad máxima admisible.	63
2.7.2.2.2	Criterio de caída de tensión.	64
2.7.3	Dimensionamiento de conductores en alterna.....	65
2.7.3.1	Inversor – CGP.	65
2.7.3.1.1	Criterio térmico.	65
2.7.3.1.2	Criterio de caída de tensión.	66
2.8	Protecciones.	66
2.8.1	Protecciones en corriente continua.....	67
2.8.2	Protecciones en corriente alterna.....	68
2.9	Puesta a tierra	69
B.	ANEXO II: ESTUDIO ECONÓMICO	72
2.10	Estudio económico	72
2.10.1	Objeto	72
2.10.2	Retribuciones.....	74
2.10.2.1	Retribución a la inversión.....	74
2.10.2.2	Retribución a la operación.....	76
2.10.2.3	Retribución de mercado.....	76
2.10.3	Costes	76
2.10.4	Balance	78
C.	ANEXO III: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	81
2.10	Estudio básico de seguridad y salud.....	81
2.10.1	Objeto	81
2.10.2	Ámbito de aplicación	81

2.10.3	Descripción de la obra.....	81
2.10.4	Actividades a realizar	82
2.10.5	Identificación de los riesgos.....	82
2.10.6	Medidas de prevención.....	83
D.	ANEXO IV: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	89
2.11	Estudio de impacto ambiental.	89
3.	PLANOS.....	91
3.1	Plano de situación.....	91
3.2	Plano de emplazamiento.....	91
3.3	Plano de distribución de los módulos fotovoltaicos.....	91
3.4	Esquema unifilar	91
4.	PLIEGO DE CONDICIONES	96
4.1	Objeto	96
4.2	Generalidades.....	96
4.3	Diseño.....	97
4.3.1	Diseño del generador fotovoltaico	97
4.3.2	Diseño del sistema de monitorización.....	98
4.4	Componentes y materiales	99
4.4.1	Generalidades	99
4.4.2	Sistemas generadores fotovoltaicos	99
4.4.3	Estructura soporte.....	101
4.4.4	Inversores	101
4.4.5	Cableado.....	103
4.4.6	Conexión a red	104
4.4.7	Medidas	104
4.4.8	Protecciones	104
4.4.9	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.....	104

4.4.10	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	105
4.4.11	Medidas de seguridad.....	105
4.5	Recepción y pruebas.....	106
4.6	Cálculo de la producción anual esperada	107
4.7	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	108
4.7.1	Generalidades	108
4.7.2	Programa de mantenimiento.....	108
4.7.3	Garantías.....	109
5.	PRESUPUESTO Y MEDICIONES.....	112
	BIBLIOGRAFÍA	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características eléctricas módulo FV.	16
Tabla 2. Parámetros térmicos módulo FV.	16
Tabla 3. Características físicas módulo FV.	16
Tabla 4. Datos técnicos generador FV.	17
Tabla 5. Características eléctricas inversor.	18
Tabla 6. Características físicas inversor.	18
Tabla 7. Secciones conductores de protección.	23
Tabla 8. Características eléctricas contador de medida.	25
Tabla 9. Ep neta y consumo total.	26
Tabla 10. Consumo energía activa.	28
Tabla 11. Características eléctricas módulo fotovoltaico.	30
Tabla 12. Parámetros térmicos módulo fotovoltaico.	30
Tabla 13. Valores de entrada inversor.	30
Tabla 14. Variación mensual del ángulo óptimo de inclinación.	33
Tabla 15. Valores de k según la latitud. PCT-IDAE.	35
Tabla 16. Parámetros térmicos módulo fotovoltaico.	38
Tabla 17. Datos técnicos generador fotovoltaico.	40
Tabla 18. Coordenadas C.E.I.P Antonio Machado.	44
Tabla 19. Irradiación diaria (Hd) e irradiación global (Hm).	45
Tabla 20. Coeficientes vinculados con la temperatura del módulo FV.	50
Tabla 21. Pérdidas por temperatura.	50
Tabla 22. Resumen de pérdidas en el generador FV.	53
Tabla 23. Performance Ratio mensual.	54
Tabla 24. Energía producida neta.	55
Tabla 25. Consumo de energía activa por periodos horarios.	57
Tabla 26. Balance Ep neta - Consumo.	58
Tabla 27. Tabla factores corrección para temperaturas distintas de 40°C. Fuente: UPV ...	60
Tabla 28. Tabla intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE 20460-5-523.	61
Tabla 29. Resumen secciones conductores.	66
Tabla 30. Resumen secciones conductores de protección.	71
Tabla 31. Precios anuales kWh.	76
Tabla 32. Porcentajes máximos de pérdidas por orientación, inclinación y sombras.	98

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Vista aérea del emplazamiento de la instalación. Fuente: Google Maps.	13
Ilustración 2. Identificación de los tejados. Fuente: Google Maps.	15
Ilustración 3. Inversor INGECON Sun. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.	19
Ilustración 4. Eficiencia en función de la potencia de entrada. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.	19
Ilustración 5. Ejemplo instalación estructura VENTO4BASIC. Fuente: Merkasol.	20
Ilustración 6. Producción estimada anual bruta vs neta.....	26
Ilustración 7. Ep neta - Consumo.	27
Ilustración 8. Vista aérea del emplazamiento de la instalación. Fuente: Google Maps.	29
Ilustración 9. Ángulo azimut. Fuente PCT-IDAE.	31
Ilustración 10. Ángulo de inclinación. Fuente PCT-IDAE.	31
Ilustración 11. Optimal panel inclination angle. Fuente: PVGIS.	32
Ilustración 12. Estimación FV. Fuente: PVGIS	33
Ilustración 13. Resultados PVGIS.	34
Ilustración 14. Cálculo de distancia entre paneles. Fuente: PCT-IDAE.	35
Ilustración 15. Vista genérica de la construcción del módulo fotovoltaico. Fuente: Ficha técnica módulo FV.	35
Ilustración 16. Resultados software Filedist.	37
Ilustración 17. Curva I-V módulo FV. Fuente: Ficha técnica ATERSA.	39
Ilustración 18. Vista general inversor INGECON. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.	42
Ilustración 19. Estructura soporte WURTH.	43
Ilustración 20. Evolución mensual irradiación solar. Fuente: PVGIS.	44
Ilustración 21. Pérdidas según inclinación y azimut. Fuente: PCT-IDAE.	46
Ilustración 22. Curva eficiencia-potencia. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.	52
Ilustración 23. Ep neta - consumo.	58
Ilustración 24 Caja de conexiones del generador (CCG).	62
Ilustración 25. Esquema conexión planta FV a red.	65
Ilustración 26 Secciones conductor protección. Fuente: ITC-BT-19.	66
Ilustración 27. Generador y masas puestas a tierra en el mismo electrodo. Fuente: Máster Oficial Interuniversitario en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. ..	70
Ilustración 28. Conductores de protección.	70

1. MEMORIA

1.1 Alcance y objetivos

El presente documento muestra el diseño de una instalación fotovoltaica conectada a red de 48 kWp en el C.E.I.P Antonio Machado de Baeza (Jaén). El objetivo de este proyecto es dotar a este centro educativo de una instalación generadora de electricidad, de modo que produzca un ahorro tanto energético como económico de una manera eficiente y ecológica.

En primer lugar, se ha analizado el emplazamiento y consumo eléctrico del C.E.I.P Antonio Machado. Tras conocer el alto consumo energético del centro educativo y la idoneidad de la ubicación, se ha procedido al diseño de la instalación según la legislación y normativa vigente.

Para ello se ha elaborado una memoria donde se explica cada componente y aspectos relacionados de la instalación, calculando y razonando cada uno de ellos en el anexo I de cálculos justificativos. Para la elaboración de este anexo, se ha tenido en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red elaborado por IDAE.

En cuanto al anexo II, nos encontramos un estudio económico donde se analiza la viabilidad del proyecto. En este documento, se contempla la decisión de verter toda la energía generada a la red para su venta en el mercado eléctrico, en lugar de que nuestra instalación trabaje en una modalidad de autoconsumo.

Además, en el anexo III se ha redactado un estudio básico de seguridad y salud para precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. Por otra parte, en el anexo IV se ha definido un estudio de impacto ambiental para ver el impacto y los beneficios que podría ocasionar nuestra instalación en el entorno.

Por último, para la puesta en marcha y ejecución del proyecto, nos encontramos los documentos de planos y el documento de presupuesto y mediciones, con un importe total del presupuesto de 100.003,64€.

1.2 Antecedentes

Debido a que cada año se registran nuevos récords de precios mínimos de paneles fotovoltaicos, y por lo tanto, una clara tendencia a la baja en el precio de instalaciones fotovoltaicas, nos encontramos en un buen momento para realizar este tipo de instalaciones.

Aunque, si bien es cierto que en España hay cierta inseguridad jurídica, algo que en estos últimos meses se está intentando de revertir, esta tecnología de generación eléctrica se impondrá entre las fuentes principales de energía, contribuyendo en el futuro a las “Smart Grid” o redes inteligentes.

Los motivos principales que han impulsado la creación de este proyecto han sido principalmente dos. Por un lado, el gasto cercano a los 8000 € anuales que tiene que afrontar el colegio solo en el apartado referente a consumo de kWh en la factura eléctrica (no se ha incluido el gasto por potencia contratada, alquiler de equipos, IVA, etc.).

Por otro lado, si observamos un mapa de zonas climáticas de España en las que divide al país según la radiación solar global recibida, comprobaremos que el municipio de Baeza se encuentra en la zona climática V, siendo esta, la zona que más radiación solar media diaria recibe de toda España.

De este modo, concluimos que nos encontramos ante un buen momento para renovar la fuente de energía que tradicionalmente se ha utilizado. Asimismo, podríamos considerarlo un lugar idóneo, un colegio donde poder inculcarle a los escolares desde pequeños, y de primera mano, el futuro y la importancia de las energías renovables.

1.3 Emplazamiento

La ubicación de la instalación del generador fotovoltaico se encontrará en el término municipal de Baeza, en la provincia de Jaén. Concretamente se sitúa en el C.E.I.P. Antonio Machado de Baeza, ubicado en la calle San Miguel de los Santos, nº 1. Se encuentra a unos 766 m.s.n.m, con una temperatura media diaria de 17.4 °C. Las coordenadas del colegio son:

- A continuación, se muestra una imagen del emplazamiento de la instalación, que se podrá ver con más detalle en el capítulo de planos.



1.4 Normativa y reglamentación

- 13

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Normas UNE que sean de aplicación.

1.5 Descripción general de la instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica de 48 kWp estará formada por 192 paneles solares de 250 W policristalinos del fabricante ATERSA. Estos paneles estarán conectados en 12 filas en paralelo con 16 módulos en serie en cada fila. Dichos módulos tendrán una inclinación de 31° para una mayor captación de la energía solar.

El encargado de convertir la corriente continua a alterna será el Inversor Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW. Entre la conexión del generador fotovoltaico y el inversor dispondremos de una caja de conexiones general (CCG) STC12 160 A.

En la parte de AC, se instalará un cuadro general (CG), que albergará distintos interruptores de protección, y el cuadro general de protección (CGP) que será la frontera entre el propietario y la compañía distribuidora.

La medida de consumo y energía inyectada a la red se realizará mediante un contador bidireccional trifásico, en este caso se ha elegido el contador CIRWATT B 410D. En los siguientes apartados se detallará la descripción de cada uno de los elementos que forman la instalación.

1.6 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará situado sobre dos tejados de dos edificios diferentes. A continuación, se muestra una imagen aclarando la identificación de cada tejado para referirnos de aquí en adelante a estos. Esta identificación se puede ver con más detalle en el apartado 3.3 de los planos, donde se puede observar la distribución y agrupación de los módulos fotovoltaicos en los dos tejados.



Ilustración 2. Identificación de los tejados. Fuente: Google Maps.

La distribución de los módulos fotovoltaicos será de la siguiente manera:

- Tejado 1:
 - Filas: 3.
 - Nº módulos por fila: 40.
- Tejado 2:
 - Filas: 3.
 - Nº módulos por fila: 24.

En total, se dispondrá de 192 módulos con una potencia total de 48 kWp. Estos estarán distribuidos en 12 ramales en paralelo que serán conectados con la CCG, con 16 módulos en serie por cada ramal.

La inclinación de los paneles será de 31° y tendrán un grado de azimut de -38°.

El modelo fotovoltaico elegido ha sido el A-250P del fabricante ATERSA. El panel tiene las siguientes características eléctricas y físicas:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
POTENCIA NOMINAL	P	250	W
EFICIENCIA		15,35	%
CORRIENTE PUNTO MÁXIMA POTENCIA	Imp	8,45	A
TENSIÓN PUNTO MÁXIMA POTENCIA	Vmp	29,53	V
CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO	Isc	8,91	A
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO	Voc	37,6	V

Tabla 1. Características eléctricas módulo FV.

PARÁMETROS TÉRMICOS			
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE Isc	α	0,04	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE Voc	β	-0,32	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE P	γ	-0,43	%/°C

Tabla 2. Parámetros térmicos módulo FV.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
	VALOR	UNIDAD
DIMENSIONES	1645x990x40	mm
PESO	21,5	kg
ÁREA	1,63	m ²

Tabla 3. Características físicas módulo FV.

El generador fotovoltaico de 48 kWp tendrá las siguientes características eléctricas:

DATOS TÉCNICOS GENERADOR 48 KWP	
POTENCIA MÁXIMA	48000 W
TENSIÓN MÁXIMA	472,48 V
INTENSIDAD MÁXIMA	101,4 A
Voc	601,6 V
Isc	160,92 A

Tabla 4. Datos técnicos generador FV.

Las características están medidas en condiciones STC (Standard Test Conditions) como indica el fabricante, que son de 1000 W/m^2 , temperatura de la célula a 25°C y AM 1.5.

1.7 Inversor

El equipo electrónico que convertirá la corriente DC en AC será el Inversor de Conexión a Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW del fabricante INGETEAM. Este inversor ha sido seleccionado por diferentes razones. En primer lugar, se ha tenido en cuenta que sea trifásico, ya que produce una generación eléctrica equilibrada, en segundo lugar, debido a su potencia de 50 kW, solo será necesario un único inversor, facilitando, de esta forma, la instalación.

Además, este inversor trabaja con una eficiencia máxima, incluso, a temperaturas elevadas y también cuenta con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Asimismo, no necesita de elementos adicionales ya que tiene de serie un completo equipamiento de protecciones facilitando así su instalación, de modo que se puede conectar y desconectar manualmente de la red. Su software incluido INGECON SUN Manager permite su monitorización y registro de datos a través de Internet.

Este inversor cuenta con todas las protecciones necesarias: aislamiento galvánico entre el circuito de continua y alterna, polarizaciones inversas, protección contra cortocircuitos y sobrecargas a la salida, fallos de aislamiento, desconexión automática modo anti-isla, seccionador DC, fusibles DC, seccionador magnetotérmico en alterna y descargadores de sobretensiones tanto en continua como en alterna tipo II.

Las características del inversor son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
VALORES ENTRADA DC	
RANGO POTENCIA CAMPO FV	52-65 KWP
RANGO TENSIÓN MPP	405-750 V
TENSIÓN MÁXIMA	900 V
CORRIENTE MÁXIMA	130 A
Nº ENTRADAS	4
MPPT	1
VALORES DE SALIDA AC	
POTENCIA NOMINAL	55 KW
CORRIENTE MÁXIMA	93
TENSIÓN NOMINAL	400 V
FRECUENCIA NOMINAL	50 Hz
COSENO Phi	1
RENDIMIENTO	
EFICIENCIA MÁXIMA	96,30%
EUROEFICIENCIA	94,30%

Tabla 5. Características eléctricas inversor.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
DIMENSIONES (ancho x alto x fondo)	1031x1761x877 (mm)
Peso	900 kg

Tabla 6. Características físicas inversor.



Ilustración 3. Inversor INGECON Sun. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.

En el siguiente gráfico podemos ver la curva de eficiencia del inversor según su potencia de entrada:

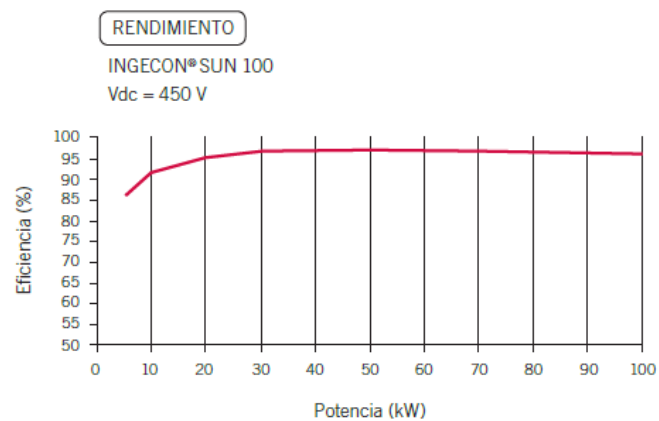


Ilustración 4. Eficiencia en función de la potencia de entrada. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.

1.8 Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos serán instalados en los tejados de chapa de los dos edificios mediante estructuras fijas. La estructura elegida ha sido el modelo VENTO4BASIC del fabricante WURTH, comercializado por Merkasol.

La estructura consiste en un sistema modular construido en aluminio. Nos dará un mayor rendimiento gracias a su sistema de anclaje regulable. Todos los componentes del sistema están fabricados en aluminio o acero inoxidable A2 de alta calidad, de manera que queda garantizada una gran resistencia a la corrosión. Además, posee una resistencia de vientos continuos de hasta 120 km/h. Para instalar los 192 módulos, se necesitará 49 estructuras de 4 paneles cada una.



Ilustración 5. Ejemplo instalación estructura VENTO4BASIC. Fuente: Merkasol.

1.9 Cableado

El generador fotovoltaico, formado por 12 ramales, estará conectado con los 12 strings de la CCG STC12 160 A. De la CCG saldrá una línea DC hacia el inversor, y

desde este, una línea trifásica hasta el CG, siguiendo hasta el contador de medida y acabando en el CGP, límite entre la compañía distribuidora y el propietario.

1.9.1 Cableado DC

El cableado DC estará dividido en dos tramos. Por un lado tendremos el cableado que une los distintos módulos con la CCG, y por otro, el cableado que une la CCG con el inversor. El cableado utilizado será de **P-SUN 2.0** ya que cumple la normativa AENOR0038 para cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos.

1.9.1.1 Primer tramo

El cableado para unir cada uno de los 12 ramales con la CCG será un cableado especial para instalaciones fotovoltaicas, que será el modelo P-SUN 2.0 CC: 1,8 kV de 4 mm². Este cableado discurrirá en paralelo con las filas de módulos. Estos paneles poseen 1 metro de cable de conexión de la misma sección, 4 mm², compatible con los conectores MC4. Este cableado irá guiado dentro de la bandeja metálica de rejillas hasta la CCG.

1.9.1.2 Segundo tramo

El cableado que unirá la CCG con el inversor se hará mediante el modelo P-SUN 2.0 -CC: 1,8 kV de 35 mm². Este cableado también irá guiado sobre una bandeja metálica de rejilla.

1.9.2 Cableado AC

La línea trifásica que une el inversor con la CG será de tipo cobre, con una sección adecuada de 35 mm² para cumplir los límites de caída de tensión del 1.5%. La tensión asignada será de 0.6/1 kV, cumpliendo con la norma UNE-HD 603.

Las conexiones entre inversor, CG, contador de media y CGP se realizarán con el mismo tipo de cableado. Este estará formado por una terna de cables unipolares de 35mm² de cobre con un aislamiento XLPE de 16 mm², con neutro de la misma sección.

1.10 Protecciones

Todas las protecciones instaladas que se detallan a continuación cumplirán con la normativa detallada en:

- ✓ ITC-BT-22. Protecciones contra sobreintensidades.
- ✓ ITC-BT-23. Protecciones contra sobretensiones.
- ✓ ITC-BT-24. Protecciones contra contactos directos e indirectos.
- ✓ Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula las protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- ✓ Norma Técnica Particular de Endesa para Instalaciones Fovoltaicas Interconectadas a la Red de Baja Tensión (NTP-FVBT).

1.10.1 Protecciones en CC

En este tramo de la instalación se instalará una CCG de 12 strings STC12 160A (ACCCAC0010) con bases portafusibles y fusibles de 16 A tanto en la parte positiva como en la negativa del circuito. Estos fusibles serán una medida adicional de protección de sobreintensidades, ya que también contamos con los fusibles ya instalados en el inversor. Además, esta CCG contará con un seccionador de hasta 1000 Vdc y 160A para poder aislar el generador fotovoltaico del inversor.

El inversor Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW incorpora de serie, como se ha mencionado anteriormente, protecciones contra sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos y fallos de aislamiento para la protección de personas.

1.10.2 Protecciones en AC

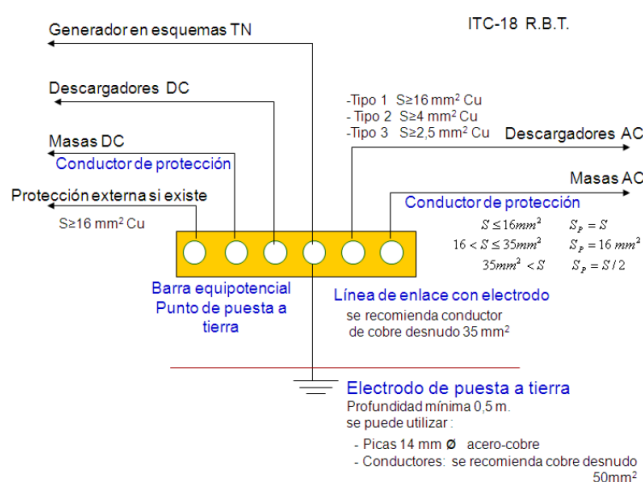
A la salida del inversor se instalará un cuadro general de protección que incluirá:

- ✓ Interruptor magnetotérmico 4P 100A HTI Sector Industrial GENERAL ELECTRIC de 100 A.
- ✓ Interruptor diferencial 4x100A/300mA SCHNEIDER.
- ✓ Por último, y como límite entre la compañía distribuidora y el propietario se instalará la CGP, según la normativa de Endesa. Se instalará la CGPC-7-100pBUC.

1.11 Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra se ha diseñado siguiendo las instrucciones relativas a la puesta a tierra de REBT y el Real Decreto 1699/2011.

Según la normativa, debe haber una separación galvánica entre el generador fotovoltaico y la red de distribución. Esta medida de protección ya viene implementada en nuestro inversor.



La tierra de servicio, o tierra del sistema, donde se conectará uno de los polos del generador (positivo o negativo) irá al mismo electrodo de la puesta a tierra de protección. Se conectará directamente a tierra todos los componentes metálicos de la instalación (estructuras, marcos de los módulos, bandejas, etc.). Para la puesta a tierra se utilizará el mismo electrodo de puesta a tierra existente en el colegio.

Los conductores de protección tendrán las siguientes secciones:

RESUMEN SECCIONES CONDUCTOR DE PROTECCIÓN	
MÓDULOS-CCG	4 mm ²
CCG-INVERSOR	16 mm ²
INVERSOR-CG	16mm ²
CG-CPM	16mm ²

Tabla 7. Secciones conductores de protección.

1.12 Medida de la energía

La medida de la energía, tanto inyectada a red como consumida, se realizará mediante un contador bidireccional trifásico. De este modo registraremos en un único contador la energía que verteremos a la red y la energía que consumimos, ambos, dividida en tres tramos horarios.

El contador elegido es CIRWATT B 410D. El equipo de medida estará compuesto por los siguientes elementos:

- ✓ Embarrado (3 fases + neutro).
- ✓ Tres transformadores de intensidad.
- ✓ Regleta de verificación.
- ✓ 1 contador trifásico multifunción, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifa.
- ✓ Envolvente que cumplirá con la Norma ENDESA NNL005.

Las características eléctricas del contador son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
ALIMENTACIÓN	
TENSIÓN NOMINAL	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
TOLERANCIA	80 % ... 115 % Un
CONSUMO	< 2 W; < 10 V·A
FRECUENCIA	50 ó 60 Hz
MEDIDA DE TENSIÓN	
CONEXIONADO	Asimétrico
TENSIÓN DE REFERENCIA	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V
FRECUENCIA	50 ó 60 Hz
CONSUMO CIRCUITO TENSIÓN	< 2 W; 10 V·A
MEDIDA DE CORRIENTE	
CORRIENTE NOMINAL DE REFERENCIA I _{ref}	5 (100) A ó 10 (100) A ó 10 (120) A ó 15 (120) A
CORRIENTE DE ARRANQUE I _{st}	< 0,04 x I _{tr}
CORRIENTE MÍNIMA I _{min}	< 0,5 x I _{tr}
CONSUMO CIRCUITO CORRIENTE	< 0,1 V·A
CLASE DE PRECISIÓN	
PRECISIÓN MEDIDA DE	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21

ENERGÍA ACTIVA	(Clase 1)
PRECISIÓN MEDIDA DE ENERGÍA REACTIVA	IEC 62053-23 (Clase 2)

Tabla 8. Características eléctricas contador de medida.

El contador estará alojado en un armario estanco 400x300x165 mm con un grado de estanqueidad ip65.

1.13 Energía neta generada

En la tabla 9, que se puede ver a continuación, se expone la energía neta generada, una vez se le ha aplicado el Performance Ratio (PR) a la producción bruta. En la última columna tendremos los datos de consumo para hacer un balance entre energía generada y consumida.

El PR se ha calculado a partir de las diferentes pérdidas por temperatura, orientación, inclinación, etc. El cálculo de este factor se puede ver detalladamente en el anexo de cálculos justificativos.

MES	Ep bruta (kWh/mes)	PR	Ep neta (kWh/mes)	Consumo total (kWh/mes) ¹
ENERO	5208	0,78467	4086,56136	8275
FEBRERO	6128,64	0,77736	4764,15959	9008
MARZO	8347,68	0,76532	6388,64646	7828
ABRIL	8539,2	0,7593	6483,81456	7749
MAYO	9880,32	0,74339	7344,93108	6149
JUNIO	10728	0,71974	7721,37072	7719
JULIO	11546,88	0,70297	8117,11023	1859
AGOSTO	10907,04	0,70598	7700,1521	7154
SEPTIEMBRE	8870,4	0,72361	6418,71014	6869
OCTUBRE	7737,6	0,74468	5762,03597	448
NOVIEMBRE	5616	0,76876	4317,35616	4492
DICIEMBRE	5059,2	0,7808	3950,22336	8268

¹ Datos de consumo referentes al año 2016. Este consumo es la suma del consumo de los tres periodos horarios en los que está dividida la factura.

PROMEDIO	8214,08	0,74804833	6144,52883	6318,16667
ANUAL	106783,04	$\Sigma =$	79199,6006	75818

Tabla 9. Ep neta y consumo total.

De esta manera tendremos una energía neta generada de **79199,6006 kWh/año** y un consumo de **75818 kWh/año**. Este cálculo ajustado entre consumo y potencia generada se ha conseguido tras un correcto dimensionamiento del generador fotovoltaico.

La siguiente gráfica muestran las estimaciones de producción neta y bruta a lo largo del año, observando además como varía mensualmente el PR.

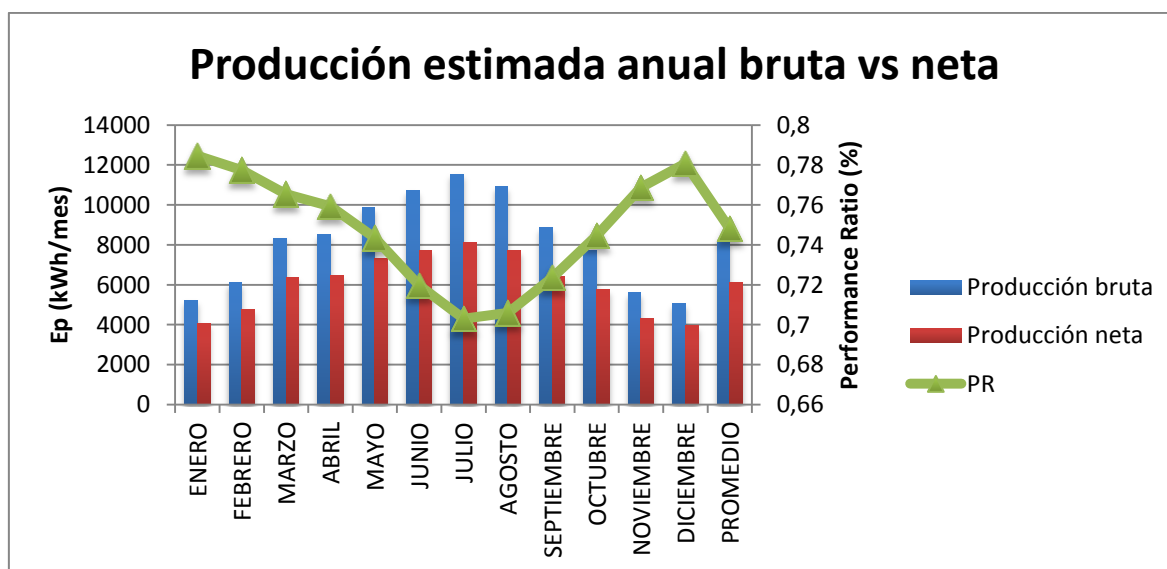


Ilustración 6. Producción estimada anual bruta vs neta.

En este otro gráfico observamos la producción neta mensual frente al consumo:

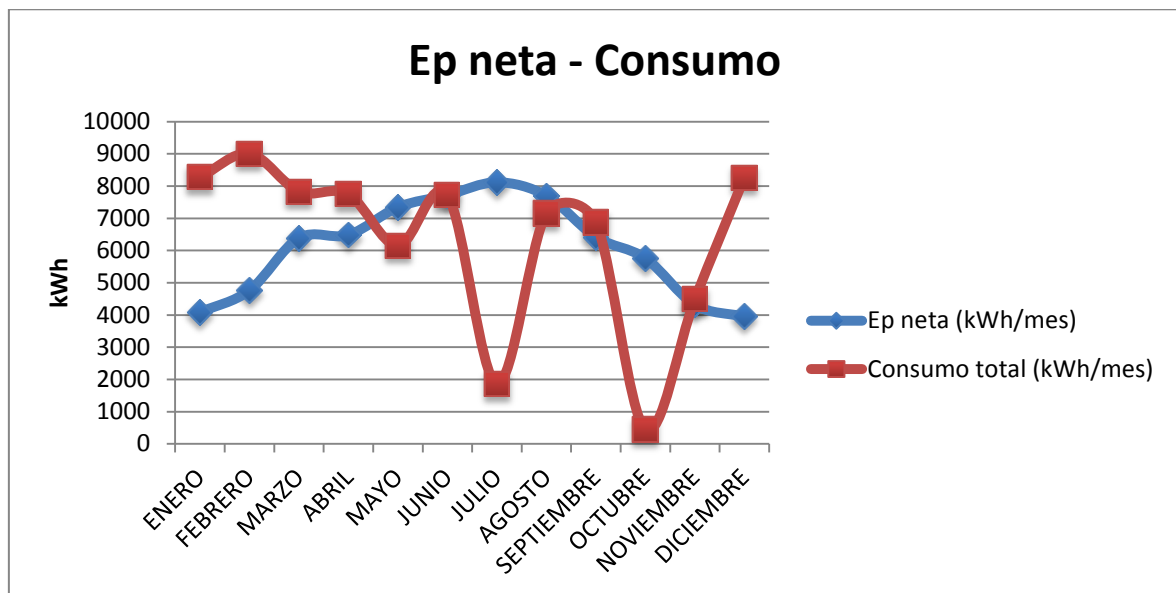


Ilustración 7. Ep neta - Consumo.

2. ANEXOS A LA MEMORIA

A. ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1 Datos consumo eléctrico

Antes de realizar el dimensionamiento del generador fotovoltaico, debemos conocer el consumo real que tiene el centro escolar. El objetivo es que haya una paridad entre generación y consumo. Para ello se muestra en la tabla 10 el consumo mensual del año 2016 dividido en tres discriminaciones horarias. El consumo total anual de energía eléctrica es de 75818 kWh.

AÑO 2016	CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA kWh			
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	TOTAL
ENERO	1218	4952	2105	8275
FEBRERO	1237	5575	2196	9008
MARZO	1288	4582	1958	7828
ABRIL	2052	3658	2039	7749
MAYO	1856	2802	1491	6149
JUNIO	1626	4124	1969	7719
JULIO	483	447	929	1859
AGOSTO	1844	3526	1784	7154
SEPTIEMBRE	1749	3408	1712	6869
OCTUBRE	0	142	306	448
NOVIEMBRE	1116	1927	1449	4492
DICIEMBRE	1373	4658	2237	8268
TOTAL ANUAL	15842	39801	20175	75818

Tabla 10. Consumo energía activa.

2.2 Dimensionamiento generador fotovoltaico

2.2.1 Emplazamiento

El lugar de instalación de nuestros paneles estará situado en el municipio de Baeza. Analizando la zona climática en la que se encuentra esta localidad, se puede comprobar que se encuentra en la zona climática “V” con una Radiación Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H) de:

- $H > 18 \text{ MJ/m}^2$.
- $H > 5 \text{ kWh/m}^2$.

Por lo tanto nos encontramos en la mejor zona climática posible para la instalación de nuestro generador fotovoltaico. En cuanto a la selección de los edificios a instalar los paneles fotovoltaicos, y debido a que la potencia a instalar no será más de 50 kWp, se ha optado por los edificios que se muestran a continuación.



Ilustración 8. Vista aérea del emplazamiento de la instalación. Fuente: Google Maps.

Se han elegido estos dos edificios ya que el tejado 1 tiene una gran superficie instalable y gran altura, y el Tejado 2, de menor altura que el tejado 1, no ocasionará pérdidas por sombreado. Se ha descartado el resto de edificios, bien por la dificultad de instalación en sus tejados, bien por las pérdidas por sombra que tendrían.

2.2.2 Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico

Aquí se han incluido las características eléctricas más relevantes del módulo.

3. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
POTENCIA NOMINAL	P	250	W
EFICIENCIA		15,35	%
CORRIENTE PUNTO MÁXIMA POTENCIA	Imp	8,45	A
TENSIÓN PUNTO MÁXIMA POTENCIA	Vmp	29,53	V
CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO	Isc	8,91	A
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO	Voc	37,6	V

Tabla 11. Características eléctricas módulo fotovoltaico.

PARÁMETROS TÉRMICOS			
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE Isc	α	0,04	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE Voc	β	-0,32	%/°C
COEFICIENTE DE TEMPERATURA DE P	γ	-0,43	%/°C

Tabla 12. Parámetros térmicos módulo fotovoltaico.

2.2.3. Especificaciones técnicas del inversor.

Aquí se han incluido las características eléctricas de entrada del inversor para el dimensionamiento del generador fotovoltaico.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
VALORES ENTRADA DC	
RANGO POTENCIA CAMPO FV	52-65 KWP
RANGO TENSIÓN MPP	405-750 V
TENSIÓN MÁXIMA	900 V
CORRIENTE MÁXIMA	130

Tabla 13. Valores de entrada inversor.

2.2.4. Orientación de los paneles

La orientación de los paneles es un aspecto muy importante, ya que debemos situarlo de tal forma que se capte la mayor parte de radiación solar posible. Según el pliego de condiciones de IDAE, la orientación se define por el ángulo “ α ”, que es el ángulo que

forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es de 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

En nuestro caso, el azimut de nuestros módulos viene marcado por la orientación de los tejados de los edificios donde vamos a instalar los paneles. Nuestro ángulo azimut será de -38° .

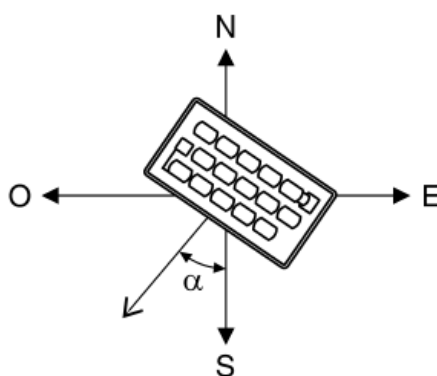


Ilustración 9. Ángulo azimut. Fuente PCT-IDAE.

2.2.5. *Inclinación de los paneles*

Una vez calculado el ángulo de azimut del generador, calcularemos el ángulo de inclinación. Este deberá estar dentro de los límites aceptables conforme a las pérdidas máximas permitidas. (Estos límites se indican en el apartado de cálculos de pérdidas).

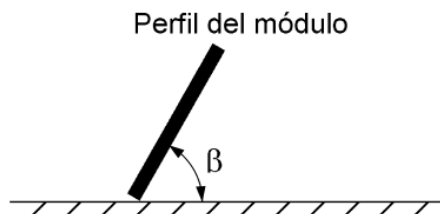


Ilustración 10. Ángulo de inclinación. Fuente PCT-IDAE.

Teóricamente, la inclinación óptima para la mayor captación solar sería situar los paneles perpendicularmente a los rayos del sol. Pero para esto necesitaríamos instalar

seguidores solares en lugar de módulos fijos, que debido a su elevado precio, se descarta la opción de los seguidores solares.

El ángulo de inclinación será constante a lo largo del año, ya que una modificación del ángulo según la estación del año no compensaría económicamente. La inclinación de los paneles se calculará según una herramienta online de uso generalizado para este tipo de estudios, PVGIS, que posee un sistema de información geográfica fotovoltaica capaz de hacer estimaciones fotovoltaicas, radiaciones solares mensual e, incluso, diarias. La inclinación de nuestros paneles según PVGIS es de 31° .

En la ilustración nº8, tomada de PVGIS, se pueden observar la evolución del ángulo óptimo de inclinación para cada mes del año.

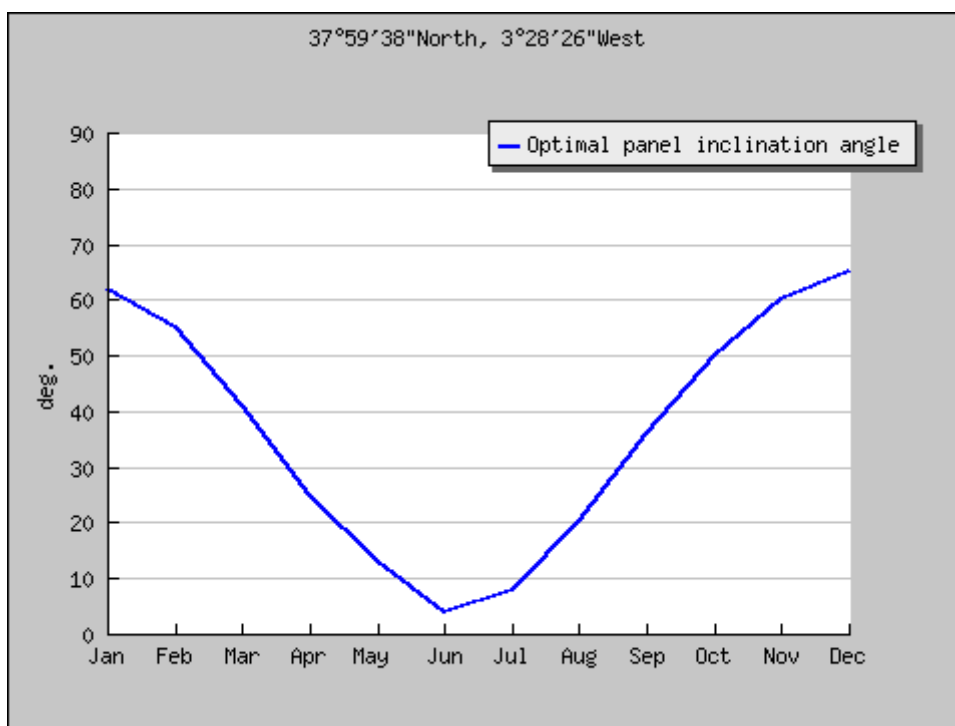


Ilustración 11. Optimal panel inclination angle. Fuente: PVGIS.

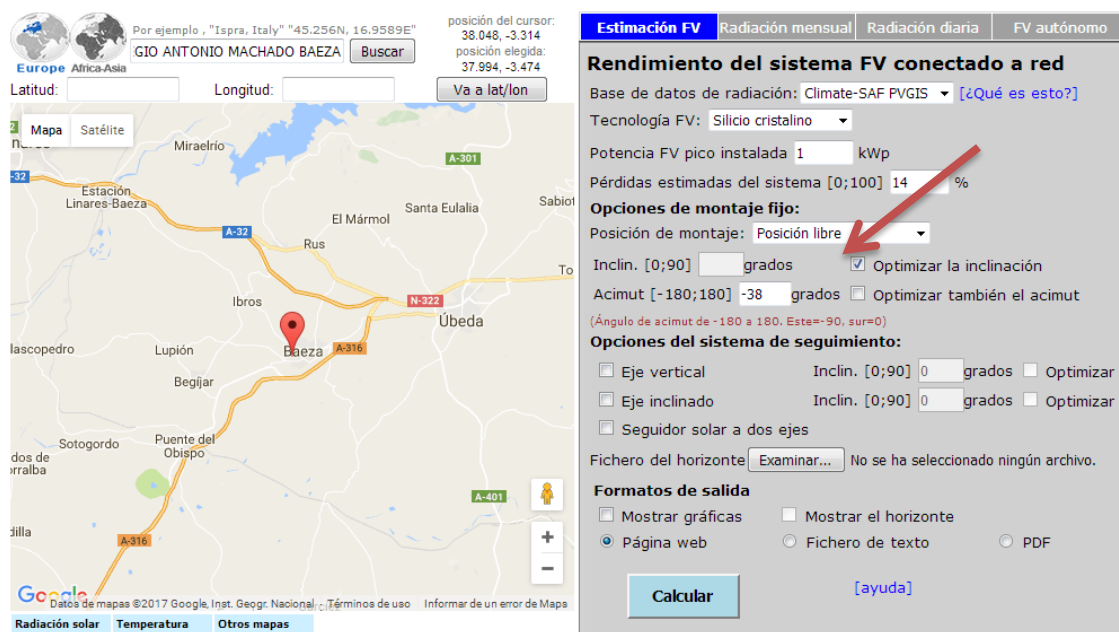
Month	I _{opt}
Jan	62
Feb	55
Mar	41
Apr	25
May	13

Jun	4
Jul	8
Aug	20
Sep	36
Oct	50
Nov	60
Dec	65
Year	34

Tabla 14. Variación mensual del ángulo óptimo de inclinación.

Como podemos observar en la tabla 14, el software PVGIS nos determina un ángulo óptimo de inclinación de 34°. Pero el inconveniente de esta herramienta es que no tiene en cuenta el ángulo azimut antes calculado de -38°C.

De este modo, si hacemos una prueba estimación de nuestro proyecto como observamos en la ilustración nº9, con una potencia de 1kWp, azimut $\alpha = -38^\circ$ y seleccionando la opción de “optimizar la inclinación” veremos que la inclinación óptima que nos propone es de 31° (ilustración nº10).



The screenshot shows the PVGIS web interface. On the left is a map of the region around Baeza, Spain. On the right is the configuration panel for 'Estimación FV'. The panel includes fields for location (GEO ANTONIO MACHADO BAEZA), coordinates, and various system parameters. A red arrow points to the 'Posición libre' option under 'Opciones de montaje fijo'. Other options include 'Optimizar la inclinación' and 'Optimizar también el acimut'. The 'Formatos de salida' section shows options for 'Mostrar gráficas', 'Mostrar el horizonte', 'Página web', 'Fichero de texto', and 'PDF'. A 'Calcular' button is at the bottom.

Ilustración 12. Estimación FV. Fuente: PVGIS



Sistema fijo: inclinación=31°, orientación=-38° (Óptimo a la orientación dada)				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	2.78	86.2	3.50	108
Feb	3.61	101	4.56	128
Mar	4.28	133	5.61	174
Abr	4.45	133	5.93	178
Mayo	4.89	152	6.64	206
Jun	5.39	162	7.45	224
Jul	5.51	171	7.76	241
Ago	5.21	161	7.33	227
Sep	4.51	135	6.16	185
Oct	3.88	120	5.20	161
Nov	3.04	91.3	3.90	117
Dic	2.69	83.5	3.40	105
Media anual	4.19	127	5.63	171
Total para el año		1530		2050

Ilustración 13. Resultados PVGIS.

Por lo tanto, fijaremos una inclinación de 31° para nuestros módulos fotovoltaicos.

2.2.6. Distancia mínima entre módulos

En este apartado calcularemos la distancia mínima entre filas de módulos para que no se produzcan sombras de unos paneles sobre otros. Lo calcularemos mediante dos métodos, quedándonos finalmente con el más restrictivo.

Como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDEA, la distancia “ d ” entre filas de módulos debe ser tal que garantice 4 horas de sol al menos en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional cuyo valor será $k = 1/(\tan(61^\circ - \text{latitud}))$. En la siguiente tabla podemos ver ejemplos del valor k en función de la latitud.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 15. Valores de k según la latitud. PCT-IDAE.

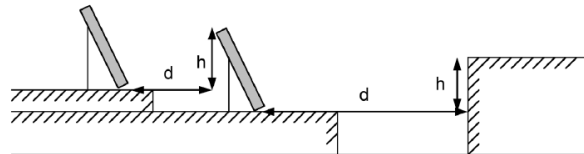


Ilustración 14. Cálculo de distancia entre paneles. Fuente: PCT-IDAE.

La posición de los paneles a lo largo de las filas será en vertical. De este modo, el número de paneles por fila será mayor. Las medidas de nuestro panel son: 1645x990x40, la altura del panel es de 1645mm. Se puede ver en detalla la construcción del módulo en la ilustración nº12.

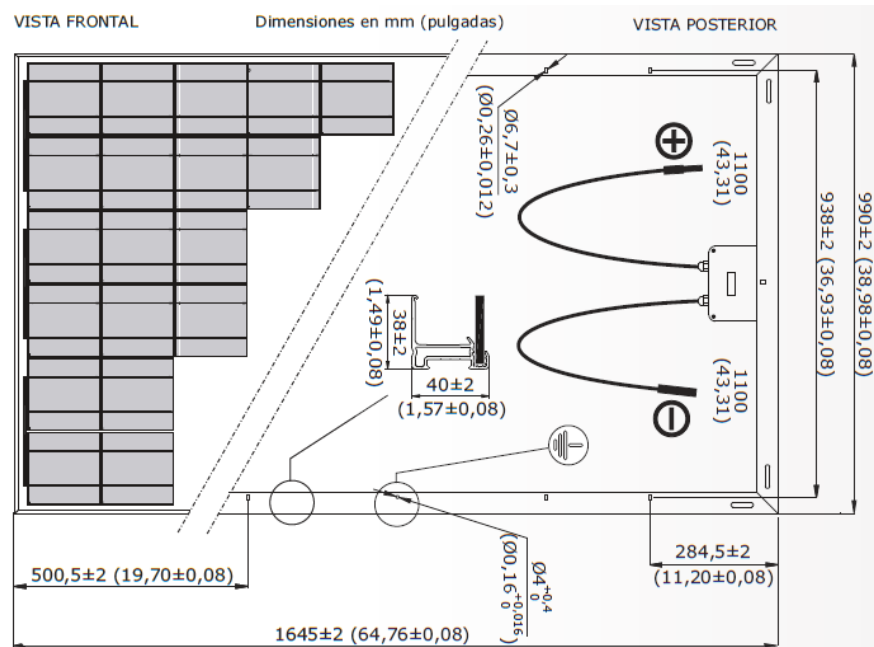


Ilustración 15. Vista genérica de la construcción del módulo fotovoltaico. Fuente: Ficha técnica módulo FV.

$$h = \text{sen}(30^\circ) \cdot 1645 = 822.5 \text{ mm}$$

El valor de k será:

$$k = \frac{1}{\text{tag}(61^\circ - 37.994)} = 2.3551$$

$$d = h \cdot k = 822.5 \cdot 2.3551 = 1937 \text{ mm} = 1.93 \text{ m}$$

Pero, como nos indica el PCT-IDAE, si los módulos son instalados sobre cubiertas inclinadas, y además el ángulo azimut de los módulos o de la cubierta (o ambos) difiera de cero, el cálculo de la distancia entre filas se realizará mediante un programa específico de cálculo de sombreado, de forma que se cumplan todas las condiciones requeridas.

Para ello utilizaremos el Software creado por Censolar, *FILEDIST*. Censolar es el primer Centro Internacional para la formación tecnológica de especialistas en energía solar y difusión de las técnicas del uso de esta forma limpia de energía.

Bastará con introducir los datos de latitud, inclinación de paneles y cubierta, azimut de cubierta y longitud de la arista más larga de nuestro panel (ya que nuestros paneles están en posición vertical).

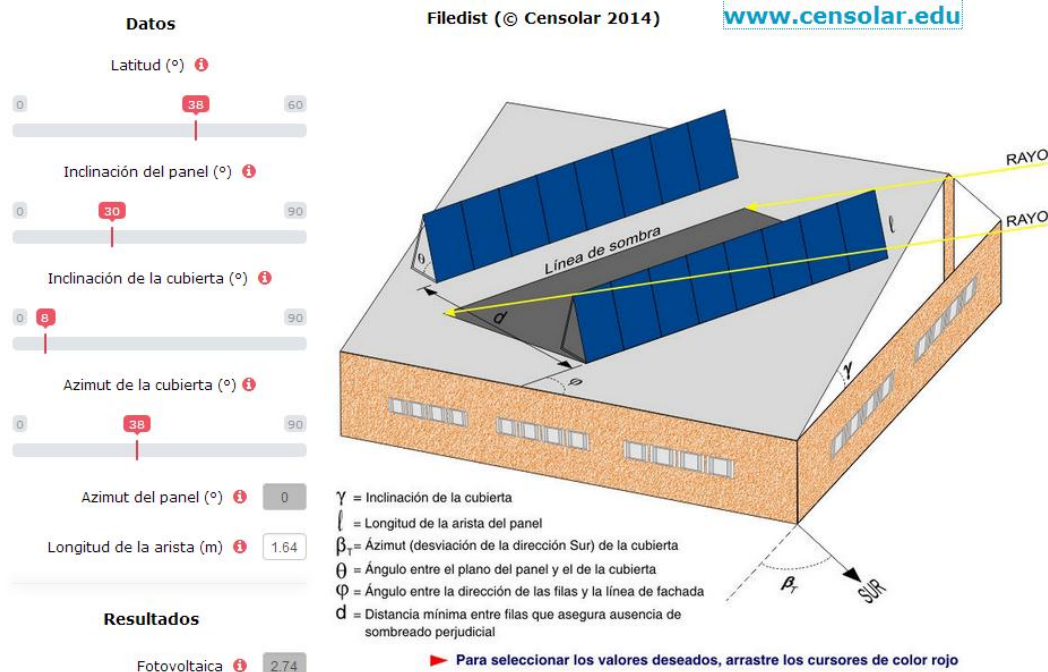


Ilustración 16. Resultados software Filedist.

Mediante el software Filedist obtenemos una distancia “ d ” de 2.74 metros (ilustración nº13), por lo que esta será nuestra distancia entre filas de paneles.

2.2.7. Cálculo número de módulos en serie

El número de módulos que estarán conectados en serie se determina teniendo en cuenta la tensión máxima y mínima producida por ramal. Este rango de tensiones debe estar dentro del rango de tensiones de entrada del inversor. Además, también tendremos en cuenta que estas tensiones pueden variar con la temperatura, que ajustaremos con el coeficiente de variación.

Por otra parte, también tendremos en cuenta la máxima tensión de entrada del inversor, que se corresponde con la tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico. Se realizará una distribución de 16 módulos conectados en serie en cada ramal, la tensión de entrada al inversor sería:

$$V_{entrada} = 16 \cdot 37.6 = 601.6 \text{ V}$$

$$405 < 601.6 < 750$$

La tensión ramal de los módulos estaría dentro del rango de tensión MMP del inversor. Cumple el requisito.

Ahora debemos también verificar que dichas tensiones del módulo estén dentro del rango de tensiones a distintas temperaturas, por lo que aplicaremos el coeficiente de variación de temperatura del módulo fotovoltaico.

El coeficiente de variación se indica en porcentaje y está en relación la tensión de vacío del módulo. Las temperaturas extremas que comprobaremos serán las que se indican en el rango de funcionamiento de la hoja de características del panel solar. Estas serán como mínimo -40°C y como máximo $+85^{\circ}\text{C}$.

$\Delta T = (T - T_a)$, siendo T la temperatura extrema que vamos a comprobar y T_a la temperatura ambiente 25°C (según su ficha técnica).

PARÁMETROS TÉRMICOS		
COEFICIENTE TEMPERATURA V_{oc}	DE	- 0,32%/°C
COEFICIENTE TEMPERATURA I_{sc}	DE	0,04%/°C

Tabla 16. Parámetros térmicos módulo fotovoltaico.

$$\frac{-0.32\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 37.6 \div 100 = -0.1203 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$$

$$V_{85} = V_{oc} - 0.1203 \cdot \Delta T = 37.6 - 0.1203 \cdot (85 - 25) = 30.382 \text{ V}$$

$$30.382 \cdot 16 \text{ módulos} = 486.112 \text{ V} < 750 \text{ V}$$

Cumple el requisito.

$$V_{-40} = V_{oc} - 0.1203 \cdot \Delta T = 37.6 - 0.1203 \cdot (-40 - 25) = 45.4195$$

$$45.4195 \cdot 16 \text{ módulos} = 726.712 \text{ V} < 750 \text{ V}$$

Cumple el requisito.

En resumen, podemos observar que a mayor temperatura menor es la tensión, y a bajas temperaturas esta tensión se incrementa, como podemos comprobar en la ilustración nº14 de las curvas V-I de su hoja de características.

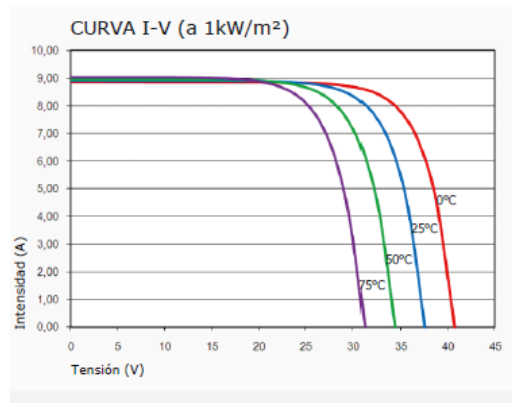


Ilustración 17. Curva I-V módulo FV. Fuente: Ficha técnica ATERSA.

2.2.8 Cálculo número de ramas en paralelo

En este apartado especificaremos el número de paneles que instalaremos teniendo en cuenta que no todos los módulos de una fila del tejado tendrán porque estar conectados en serie, esto dependerá de las características de nuestro inversor, que calcularemos tras saber la potencia total de nuestro generador.

Para el cálculo del número de ramales de la instalación tendremos en cuenta el número de paneles por fila calculado anteriormente, la corriente máxima de entrada permitida en el inversor y el coeficiente de variación de temperatura.

- Si tenemos 192 paneles, el número de ramales será:

$$N^{\circ} \text{ ramales} = \frac{PMPP, gfv(\text{potencia pico generador fotovoltaico})}{PMPP, \text{ramal}} = \frac{48000}{250 \cdot 16} = 12$$

$$12 \cdot 8.91 = 106.92 \text{ Amp} < 130 \text{ Amp máx del inversor}$$

Cumple el requisito.

- Ahora verificaremos que las intensidades en cortocircuito no superen los límites establecidos con la variación de temperaturas.

$$\frac{0.04\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 8.91 \div 100 = 0.003564$$

$$I_{85} = I_{sc} + 0.003564 \cdot \Delta T = 8.91 + 0.003564 \cdot (85 - 25) = 9.1238 \text{ Amp}$$

$$12 \cdot 9.1238 = 109.4861 \text{ Amp} < 130 \text{ Amp máx del inversor}$$

Cumple el requisito.

Y de nuevo comprobamos que la intensidad de cortocircuito este dentro de los límites a distintas temperaturas.

$$I_{-40} = I_{sc} + 0.003564 \cdot \Delta T = 8.91 + 0.003564 \cdot (-40 - 25) = 8.67 \text{ Amp}$$

$$12 \cdot 8.67 = 104.04 \text{ Amp} < 130 \text{ Amp máx del inversor}$$

Cumple el requisito.

2.2.9 Configuración serie-paralelo elegida

En total, se dispondrá de 192 módulos con una potencia total de 48 kWp. Estos estarán distribuidos en 12 ramales en paralelo que serán conectados con la CCG, con 16 módulos en serie por cada ramal.

DATOS TÉCNICOS GENERADOR 48 KWP	
POTENCIA MÁXIMA	48000 W
TENSIÓN MÁXIMA	472,48 V
INTENSIDAD MÁXIMA	101,4 A
Voc	601,6 V
Isc	160,92 A
NÚMERO FILAS	12
NÚMERO MÓDULOS/FILA	16

Tabla 17. Datos técnicos generador fotovoltaico.

2.2.10 Distribución de los paneles

El número de filas en cada tejado será:

- **TEJADO 1:** Instalaremos 3 filas, teniendo en cuenta que tenemos una distancia entre filas de 2.74 metros y una proyección del panel sobre el tejado de 1.42 metros. La distancia de la segunda fila con la tercera fila ya está incluida en el dato de 2.74 metros de separación, por lo que en la tercera fila solo tendremos en cuenta su proyección sobre el tejado al no tener una cuarta fila. La anchura de la zona de instalación es de 7.93 m.

$$7.93 - 2.74 \cdot 2 - 1.42 = 1.03 \text{ metros}$$

Margen suficiente para la instalación de las 3 filas, además, no se ha tenido en cuenta el ancho total de la zona de instalación, por lo que habrá suficiente margen de separación entre las filas y el alero del tejado.

- TEJADO 2: Instalaremos 3 filas por las mismas razones que se han explicado anteriormente.

$$7.22 - 2.74 \cdot 2 - 1.42 = 0.3$$

De nuevo dejaremos 0.3 metros de margen con el alero del tejado.

El número de módulos en cada fila será:

- TEJADO 1: $\frac{48}{\text{ANCHO MÓDULO}} = \frac{48}{0.99} = 48.48$

Podríamos instalar 48 módulos por fila, pero no será así, como máximo podrá ser 46 porque por motivos de seguridad, y para facilitar la instalación y mantenimiento de los módulos, habrá unos márgenes para facilitar la instalación de los paneles.

El número de módulos por fila en el tejado será de 40 debido al inversor elegido, y como se puede comprobar en el apartado anterior, el número de paneles por ramal puede ser como máximo de 16; y el número máximo de ramales podría ser 14 lo que haría un total de 224 paneles. Esto sería imposible porque con la superficie que disponemos podríamos instalar como máximo 210 paneles. Y aún con 13 filas, (208 paneles en total) los valores de tensiones y corrientes en circuito abierto y cortocircuito estarían muy cerca del límite. Por lo que finalmente hemos optado por 12 filas con 16 paneles cada una haciendo un total, de 192 paneles. En el tejado 2 habrá 72 paneles, restando para el tejado 1 unos 120 paneles, que divididos en 3 filas (antes calculadas) hace un total de 40 paneles por fila.

- TEJADO 2: $\frac{25.5}{\text{ANCHO MÓDULO}} = \frac{25.5}{0.99} = 25.75$

Por la misma razón de seguridad que antes, escogeremos 24 módulos por fila.

La distribución final de los módulos fotovoltaicos será de la siguiente manera:

- Tejado 1:
 - Filas: 3.
 - Nº módulos por fila: 40.
- Tejado 2:
 - Filas: 3.
 - Nº módulos por fila: 24.

2.3 Inversor

El inversor elegido para convertir la corriente continua en alterna y entregarla a la red ha sido el inversor de Conexión a Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW. Se ha escogido este inversor debido a la potencia pico de nuestro generador fotovoltaico, que es de **48 kWp**. Este inversor ofrece a altas temperaturas un gran porcentaje de eficiencia, debido a su desarrollado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) con capacidad para tolerar huecos de tensión, poseyendo además un control de potencia activa y reactiva.



Ilustración 18. Vista general inversor INGECON. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.

2.4 Estructura

La estructura soporte elegida es una estructura de aluminio para tejados de aluminios, del fabricante WURTH y comercializado por www.merkasol.com

Se trata de una estructura de aluminio anodizado para cubierta y suelos planos, con montaje rápido, gran versatilidad, larga vida útil gracias a que la fabricación de los componentes se ha realizado con materiales como el aluminio o el acero inoxidable A2 de alta calidad, quedando garantizada una gran resistencia a la corrosión.



Ilustración 19. Estructura soporte WURTH.

2.5 Estudio del recurso solar

Para obtener los datos de radiación solar en la localidad de Baeza (Jaén), se ha consultado principalmente el software *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*²; un mapa solar elaborado por la Unión Europea en el que puede consultarse el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos en cualquier punto de Europa.

² Consultado en la página web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

La entidad de la Comisión Europea, Unidad de Energías Renovables del Centro de Investigación Conjunta, elaboradora del mapa, ha mejorado la resolución el mapa ya existente pasando de 1 km² a 100 m².

Como dato de partida, las coordenadas geográficas del Colegio Antonio Machado del municipio de Baeza son reflejadas en la tabla 18:

CENTRO EDUCACIÓN INFANTIL Y PRIMARIA ANTONIO MACHADO DE BAEZA	
LATITUD	37.994
LONGITUD	-3.474

Tabla 18. Coordenadas C.E.I.P Antonio Machado.

En la siguiente imagen podemos ver la evolución mensual de la estimación de irradiación solar en kW/m².

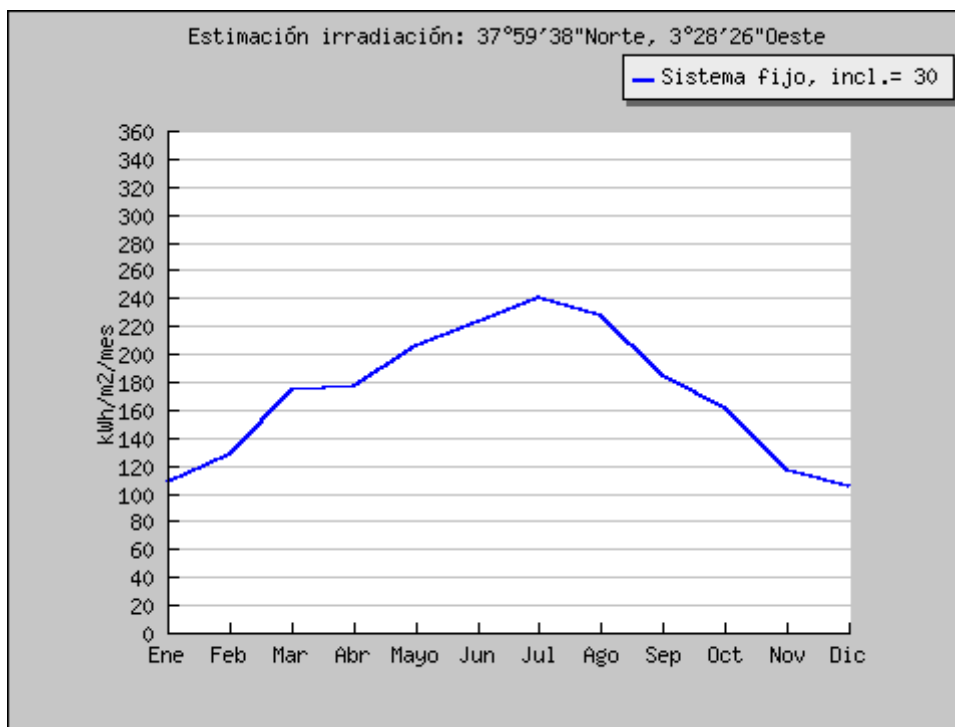


Ilustración 20. Evolución mensual irradiación solar. Fuente: PVGIS.

Además de la suma media de la irradiación global percibida, necesitaremos la media diaria de la irradiación para el cálculo de la estimación de la producción energética.

En la tabla 19 se muestra estos datos.

MES	Hd	Hm
ENERO	3.50	108
FEBRERO	4.56	128
MARZO	5.61	174
ABRIL	5.93	178
MAYO	6.64	206
JUNIO	7.45	224
JULIO	7.76	241
AGOSTO	7.33	227
SEPTIEMBRE	6.16	185
OCTUBRE	5.20	161
NOVIEMBRE	3.90	117
DICIEMBRE	3.40	105
ANUAL	5.63	171

Tabla 19. Irradiación diaria (Hd) e irradiación global (Hm).

- **H_d**: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²).
- **H_m**: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²).

2.6 Rendimiento energético de la instalación

A continuación, se procederá al cálculo de las diferentes pérdidas que pueden afectar a nuestra instalación fotovoltaica.

2.6.1 Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación

En el presente subapartado, calcularemos los límites en la inclinación y orientación de los paneles según el PCT-IDEA

Con el ángulo azimut de los módulos ya definido, calcularemos los límites de inclinación admisible teniendo en cuenta los porcentajes de pérdidas admisibles según PCT-IDAE. Para ello utilizaremos la siguiente figura del PCT:

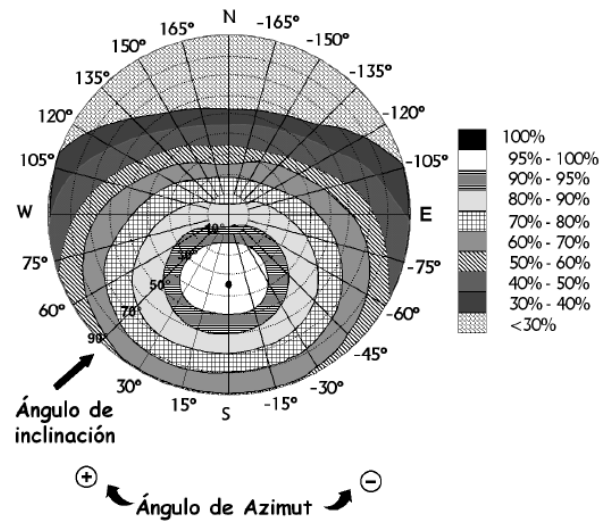
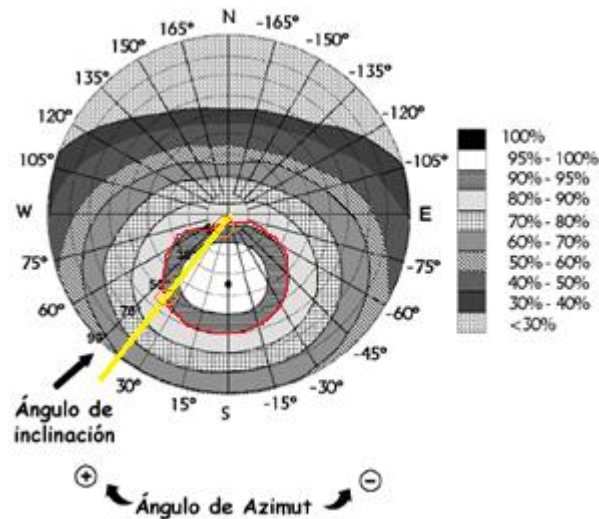


Ilustración 21. Pérdidas según inclinación y azimut. Fuente: PCT-IDAE.

1. Nuestro generador estará ubicado en un tejado con una orientación 38° hacia el este, (azimut= -38°) y con un ángulo de los paneles de 31° respecto a la horizontal, para la localidad de Baeza (Jaén) situada en la Península Ibérica con una latitud es de 38° .
2. Una vez determinado el azimut= -38° , determinamos en la figura los límites para la inclinación para el caso de $\varphi=38^\circ$ (línea amarilla). Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95% con color rojo), máximo para el caso general, con la recta de azimut 38° , serán los límites de inclinación (puntos naranjas).



Los límites que observamos gráficamente con un círculo naranja serian:

- Inclinación máxima: 50°
- Inclinación mínima: 7°

3. Haciendo una corrección para nuestra latitud:

$$\text{Inclinación máxima} = 50 - (41 - 38) = 48^\circ$$

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

Nuestro ángulo de inclinación de 31 ° está dentro de este intervalo.

4. Como instrumento de verificación, veamos que las pérdidas está dentro del 10% máximo permitido con la fórmula que nos ofrece el PCT para para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times \alpha^2]$$

$$\text{Pérdidas (\%)}$$

$$= 100$$

$$\times [1,2 \times 10^{-4}(31 - 38 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times (-38)^2]$$

$$= \mathbf{5.162 \%}$$

Por otra parte, para demostrar la ineficiencia que supondría instalar las placas en la cara del tejado que está dirigida al norte, aplicaremos la misma fórmula de pérdidas. Esta cara norte, está totalmente opuesta a la cara del tejado que vamos a instalar, por lo que su azimut = $180 + (-38) = 142^\circ$

$$\begin{aligned}\text{Pérdidas (\%)} &= 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(31 - 38 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times 142^2] \\ &= 70.682 \%\end{aligned}$$

Lo cual indica que en absoluto es rentable hacer una instalación aquí.

2.6.2 Cálculo pérdidas por conexionado (o mismatch)

Estas pérdidas se producen por conectar módulos fotovoltaicos con diferencias en su potencia nominal, aunque esta potencia sea baja. Esto se basa en que, cuando conectamos paneles en serie con distintas corrientes, el panel con menor corriente el limitador de la corriente del ramal. De igual manera ocurre con la tensión en los distintos ramales en paralelo, donde el panel con una potencia inferior limitará. Estimaremos estas pérdidas en un **2%**.

2.6.3 Pérdidas por suciedad y polvo

Este valor es muy variable, depende de muchos factores aunque sobretudo de la ubicación de nuestro generador fotovoltaico. Obviamente, no habrá el mismo nivel de polvo o suciedad en una instalación cercana a campos abiertos, descampados o carreteras no asfaltadas que en una instalación situada en una zona asfaltada con edificaciones alrededor.

Se estima que las pérdidas por polvo y suciedad pueden ser del 0% al día después de un día de lluvia, y de un 8% en aquellos días en los que los módulos están más sucios. Aunque esto depende también de la inclinación de los módulos, zonas contaminantes cercanas, clima, etc. Por lo tanto se considerará unas pérdidas de **1.2%** por suciedad y polvo, teniendo en cuenta una limpieza periódica de los módulos.

2.6.4 *Cálculo de las pérdidas por sombras*

Para el cálculo de pérdidas por sombras es necesario realizar un perfil de obstáculos, de los edificios colindantes que puedan producir sombras sobre nuestra instalación. Para ello se utiliza diagramas de la trayectoria del sol a lo largo del año.

Sin embargo, en este proyecto las pérdidas por sombras serán despreciadas dado que no existen obstáculos que puedan producir estas sombras. El único impedimento previsto serán ciertos árboles que rodean a estos edificios pero que en el momento de la instalación se cortarían a una altura menor que la parte más baja de nuestro tejado. Los edificios donde se van a instalar nuestros paneles resultan ser de los edificios más altos de la zona, además de que está rodeado de dos calles de acceso al colegio lo que hace que no haya edificios cercanos que puedan producir sombras.

2.6.5 *Pérdidas por temperatura*

Los módulos fotovoltaicos están sometidos constantemente a variaciones de temperatura. Esto influye directamente en su rendimiento, y por consecuencia, en la potencia generada. A altas temperaturas, la intensidad es relativamente estable, al contrario que ocurre con la tensión, ya que los aumentos de temperatura provocan una reducción de la tensión y con ello una caída de la potencia generada.

Todos los módulos fotovoltaicos se calibran a una temperatura determinada, 25°C, debido que se aplican las características estándar de medida STC. Estas características son utilizadas mundialmente para precisar los parámetros del módulo.

En este apartado de pérdidas por temperatura será necesario conocer primeramente la temperatura de trabajo de la célula fotovoltaica. Tras conocerla esta temperatura, aplicaremos las directrices del *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red 2011*.

La temperatura de operación nominal (TONC), o Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), es de 47 °C cuando los módulos están sometidos a una temperatura ambiente de 25°C, irradiación de 1000W/m², con una distribución espectral AM 1.5G y a una velocidad del viento de 1m/s.

Los datos de temperaturas ambientes medias a las que estarán expuestos los módulos las tomaremos de la Agencia Estatal de Meteorología www.aemet.es. Estas serán las temperaturas medias de cada mes en la provincia de Jaén. La diferencia entre la temperatura media mensual del panel y la temperatura estándar antes descrita nos dará el incremento de temperatura. Para el cálculo de las pérdidas por temperatura utilizaremos los coeficientes de la tabla 20, coeficientes del módulo fotovoltaico escogido.

COEFICIENTES VINCULADOS CON LA TEMPERATURA	
COEFICIENTE DE Tª DE POTENCIA (γ)	-0.43%/°C
NOCT	47°C

Tabla 20. Coeficientes vinculados con la temperatura del módulo FV.

Las ecuaciones que emplearemos serán:

$$T_c = T_a(\text{mes}) + (T_{\text{noct}} - T_{c,CTE}) \cdot \frac{1000}{800}$$

$$\Delta T = T_c - T_{stc}$$

$$P_{tem}(\%) = \Delta T \cdot \gamma$$

$T_{c,CTE} = 25^\circ\text{C}$, según ficha técnica módulo.

MES	Tamb (°C)	Tc (°C)	ΔT (°C)	Ptem (%)
ENERO	8,6	36,1	11,1	4,773
FEBRERO	10,3	37,8	12,8	5,504
MARZO	13,1	40,6	15,6	6,708
ABRIL	14,5	42	17	7,31
MAYO	18,2	45,7	20,7	8,901
JUNIO	23,7	51,2	26,2	11,266
JULIO	27,6	55,1	30,1	12,943
AGOSTO	26,9	54,4	29,4	12,642
SEPTIEMBRE	22,8	50,3	25,3	10,879
OCTUBRE	17,9	45,4	20,4	8,772
NOVIEMBRE	12,3	39,8	14,8	6,364
DICIEMBRE	9,5	37	12	5,16
MEDIA	17,1166667	44,6166667	19,6166667	8,43516667

Tabla 21. Pérdidas por temperatura.

En la tabla 21 se muestra las pérdidas por temperatura de media a lo largo del año, que serán un **8.4352%**.

2.6.6 *Cálculo pérdidas espectrales y angulares*

La potencia nominal de las células fotovoltaicas está referida a unas condiciones STC, explicadas ya en el apartado anterior de pérdidas por temperatura. En este apartado diferenciaremos entre dos fenómenos diferentes:

- **Reflectancia angular:** La Reflectancia angular es la radiación sobre la superficie de los módulos con un ángulo distinto de 0° . Esta conlleva unas pérdidas de potencia. A mayores ángulos de incidencia, mayores serán las pérdidas. Al aumentar el ángulo de incidencia, aumenta la reflexión.
- **Reflectancia espectral:** La corriente generada por los dispositivos fotovoltaicos es diferente para cada longitud de onda, es decir, los módulos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Por esta razón, no siempre se consigue la misma intensidad de corriente, ya que las variaciones horarias y estacionales del espectro solar afectan al trabajo de las células.

Generalmente se estima las pérdidas de este tipo de instalaciones fotovoltaica con módulos fijos en un 2.5-3%.

En el caso que nos concierne, se considerará un **2.5%** de pérdidas espectrales y angulares.

2.6.7 *Cálculo pérdidas en el cableado*

Las pérdidas en el cableado son, en cierta medida, pequeñas si se hace una comparación con el resto de pérdidas. Sin embargo, se establecerá un pequeño porcentaje de pérdidas en el cableado, de acuerdo con los valores recomendables. Por la parte de continua DC será **0.7 %**, y por la parte de AC un **0.2%**.

2.6.8 *Pérdidas en el inversor*

En el inversor hay que tener en cuenta dos tipos de pérdidas. Por una parte el rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia, y por otro, el rendimiento de la conversión DC-AC.

2.6.9 Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia

El inversor trabaja conectado directamente al generador fotovoltaico, y posee un avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MMPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control tanto de potencia activa como de reactiva. Normalmente, durante su funcionamiento tiene lugar interferencias sobre la potencia producida, dando lugar a variaciones en la curva voltaje-intensidad.

Pero aunque tengamos esa tecnología MMPT habrá unas pérdidas mínimas, cuyos valores típicos rondan alrededor del **1%**.

2.6.10 Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC del inversor

Las pérdidas por conversión en el inversor se pueden observar en la curva de rendimiento indicado en su ficha técnica. Para el inversor de nuestra instalación el rendimiento es del 96%. Se asume unas pérdidas del **4%**.

La ilustración nº19 muestra la curva de eficiencia en función de la potencia.

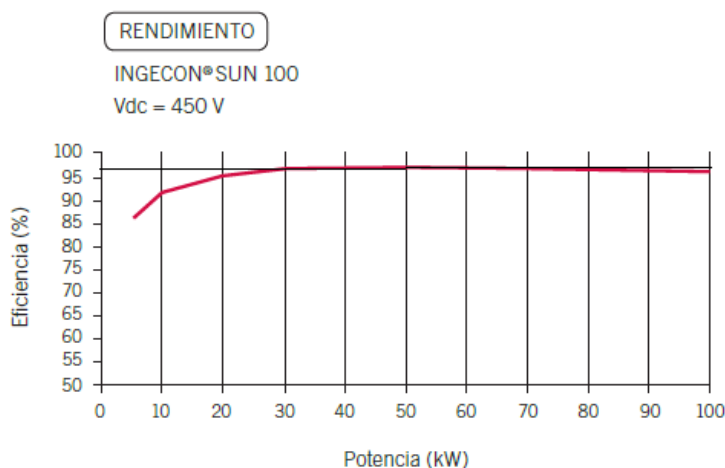


Ilustración 22. Curva eficiencia-potencia. Fuente: Ficha técnica INGETEAM.

2.6.11 Performance Ratio (PR)

El PR se define como la eficiencia de la instalación en condiciones de trabajo reales. Este factor englobará las pérdidas energéticas debido a:

- Efecto de la temperatura sobre los módulos fotovoltaicos.
- Dispersión de los módulos.
- Suciedad.
- Pérdidas en el cableado.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del PMM.
- Otros.

En el PR, el encargado de elaborar el proyecto puede incluir tantos factores como él pueda cuantificar, estableciendo así una aproximación más exacta de la eficiencia que tendrá la instalación en condiciones reales.

PÉRDIDAS FIJAS	SÍMBOLO	VALOR (%)
ÓPTICAS	ORIENTACIÓN E	5,16
	INCLINACIÓN	
	SOILING	1,2
GENERADOR	ESPECTRALES Y	2,5
	ANGULARES	
ELÉCTRICAS	MISMATCH	2
	TEMPERATURA	8,43 ³
ELÉCTRICAS	ÓHMICAS	0,9
	INVERSOR	5

Tabla 22. Resumen de pérdidas en el generador FV.

En la tabla 22 observamos un resumen de las pérdidas fijas, y que junto a las pérdidas por temperatura (variables en función del mes), nos permitirán el cálculo de PR. En la tabla 23 se muestra el resultado final de PR mensual.

³ Las pérdidas por temperatura no se incluirán en las pérdidas fijas, ya que dependen del mes. Calcularemos el PR en función del mes.

MES	Pérdidas fijas totales (%)	Pérdidas por temperatura (%)	PR
ENERO	16,76	4,773	0,78467
FEBRERO	16,76	5,504	0,77736
MARZO	16,76	6,708	0,76532
ABRIL	16,76	7,31	0,7593
MAYO	16,76	8,901	0,74339
JUNIO	16,76	11,266	0,71974
JULIO	16,76	12,943	0,70297
AGOSTO	16,76	12,642	0,70598
SEPTIEMBRE	16,76	10,879	0,72361
OCTUBRE	16,76	8,772	0,74468
NOVIEMBRE	16,76	6,364	0,76876
DICIEMBRE	16,76	5,16	0,7808
PROMEDIO	25,19516667		0,74804833

Tabla 23. Performance Ratio mensual.

Concluimos que el PR promedio anual es de **0.748**.

2.6.12 Estimación de la producción energética mensual y anual de la instalación

Para el cálculo de la estimación de la energía de la instalación solar, bastará con conocer el valor de la radiación que hay sobre el plano de captación solar (donde influirá la situación geográfica, inclinación, azimut, tipo de módulo, etc.) y el rendimiento global de la instalación PR antes calculado. El PCT establece la siguiente ecuación para el cálculo de la producción anual neta esperada:

$$Ep = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

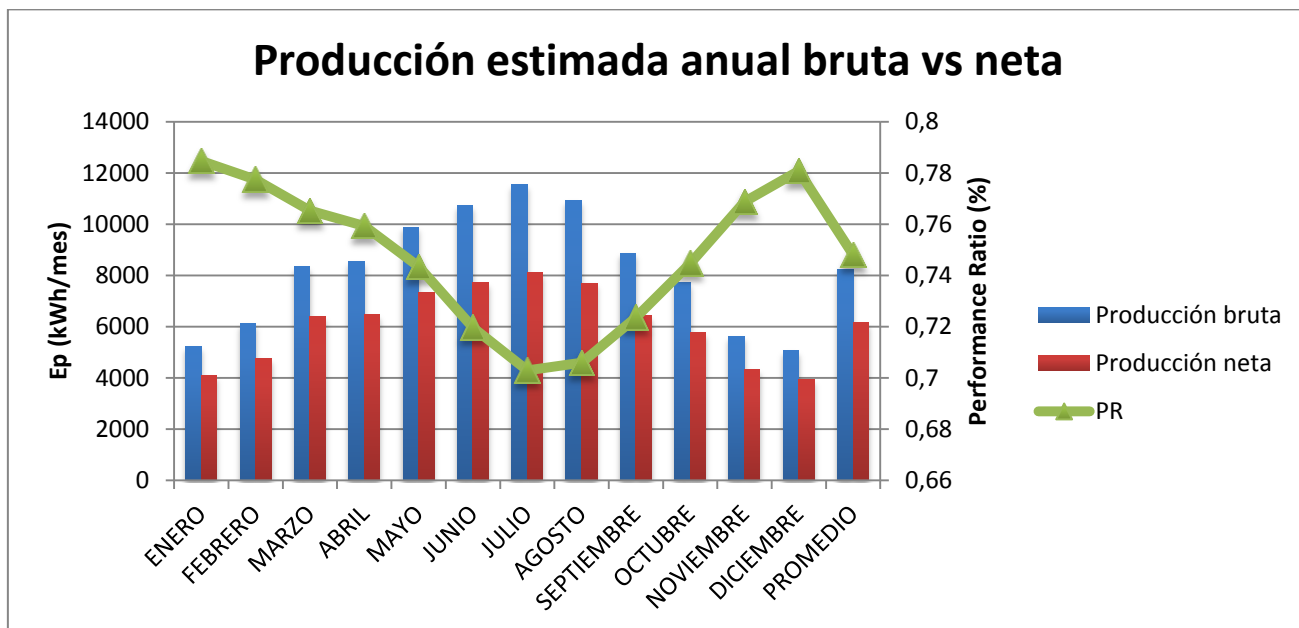
Siendo:

- **E_p** = energía estimada producida durante un día del periodo seleccionado (kWh/día).
- **$G_{dm}(\alpha, \beta)$** = valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador, en las condiciones de inclinación y orientación del plano de captación solar (kWh/(m²·día)).
- **P_{mp}** = potencia pico del generador (kWp).
- **PR** = rendimiento energético o “Performance Ratio” de la instalación.
- **G_{CEM}** = constante de valor 1 kW/m².

Cabe destacar que en los meses de máxima producción (meses veraniegos), poseen un PR bajo, debido a la influencia de la temperatura sobre las células. Este factor de las pérdidas es la que más afecta al generador fotovoltaico. En la tabla 24 podemos observar la energía producida neta por mes tras aplicar el PR.

MES	Días mes	Gdm(-38,31)	E_p bruta (kWh/mes)	PR	E_p neta (kWh/mes)
ENERO	31	3,5	5208	0,78467	4086,56136
FEBRERO	28	4,56	6128,64	0,77736	4764,15959
MARZO	31	5,61	8347,68	0,76532	6388,64646
ABRIL	30	5,93	8539,2	0,7593	6483,81456
MAYO	31	6,64	9880,32	0,74339	7344,93108
JUNIO	30	7,45	10728	0,71974	7721,37072
JULIO	31	7,76	11546,88	0,70297	8117,11023
AGOSTO	31	7,33	10907,04	0,70598	7700,1521
SEPTIEMBRE	30	6,16	8870,4	0,72361	6418,71014
OCTUBRE	31	5,2	7737,6	0,74468	5762,03597
NOVIEMBRE	30	3,9	5616	0,76876	4317,35616
DICIEMBRE	31	3,4	5059,2	0,7808	3950,22336
PROMEDIO		5,63	8214,08	0,74804833	6144,52883
ANUAL		$\Sigma =$	106783,04	$\Sigma =$	79199,6006

Tabla 24. Energía producida neta.



El Colegio Antonio Machado tiene contratado con la compañía distribuidora Endesa una tarifa 3.0A de 25.3 kW en cada uno de los tres periodos horarios. En la tabla 25 se muestra el consumo por tramos horarios que tuvo el Colegio durante el año 2016.

Como ya se ha indicado en el principio de la memoria y justificado en el estudio económico, *a priori*, el proyecto se ideó con el propósito de que fuese una instalación fotovoltaica de autoconsumo. Pero debido a los constantes cambios en la regulación que se produce año tras año como impuestos, peajes y costes sobrevenidos se ha optado por la venta total de la energía generada en el mercado eléctrico.

Un motivo más en la decisión de la venta total de la energía en el mercado eléctrico ha sido el desajuste que hay entre consumo y energía producida. Como se puede observar numéricamente en la tabla 26 y gráficamente en la ilustración nº20, solo hay una paridad entre consumo y generación en 6 meses, habiendo en los otros 6 meses del año una diferencia sustancial.

Por último, las estimaciones de generación mensual se han realizado con datos valores medios de irradiación solar de cada mes. Pero para tener un ajuste exacto habría que hacer una estimación de generación de energía por horas, para hacer un balance exacto por tramos horarios (periodo 1, periodo 2 y periodo 3).

AÑO 2016	CONSUMO DE ENERGÍA ACTIVA kWh			
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	TOTAL
ENERO	1218	4952	2105	8275
FEBRERO	1237	5575	2196	9008
MARZO	1288	4582	1958	7828
ABRIL	2052	3658	2039	7749
MAYO	1856	2802	1491	6149
JUNIO	1626	4124	1969	7719
JULIO	483	447	929	1859
AGOSTO	1844	3526	1784	7154
SEPTIEMBRE	1749	3408	1712	6869
OCTUBRE	0	142	306	448
NOVIEMBRE	1116	1927	1449	4492
DICIEMBRE	1373	4658	2237	8268
				0
TOTAL ANUAL	15842	39801	20175	75818

Tabla 25. Consumo de energía activa por periodos horarios.

En la tabla 26 se muestra como resultado la energía vertida a red tras hacer un balance de energía producida menos el consumo.

MES	Ep neta (kWh/mes)	Consumo total (kWh/mes)	Energía vertida a red
ENERO	4086,56136	8275	-4188,43864
FEBRERO	4764,15959	9008	-4243,84041
MARZO	6388,64646	7828	-1439,35354
ABRIL	6483,81456	7749	-1265,18544
MAYO	7344,93108	6149	1195,93108
JUNIO	7721,37072	7719	2,37072
JULIO	8117,11023	1859	6258,11023

AGOSTO	7700,1521	7154	546,152099
SEPTIEMBRE	6418,71014	6869	-450,289856
OCTUBRE	5762,03597	448	5314,03597
NOVIEMBRE	4317,35616	4492	-174,64384
DICIEMBRE	3950,22336	8268	-4317,77664
PROMEDIO	6144,52883	6318,16667	
TOTAL ANUAL	79199,6006	75818	

Tabla 26. Balance Ep neta - Consumo.

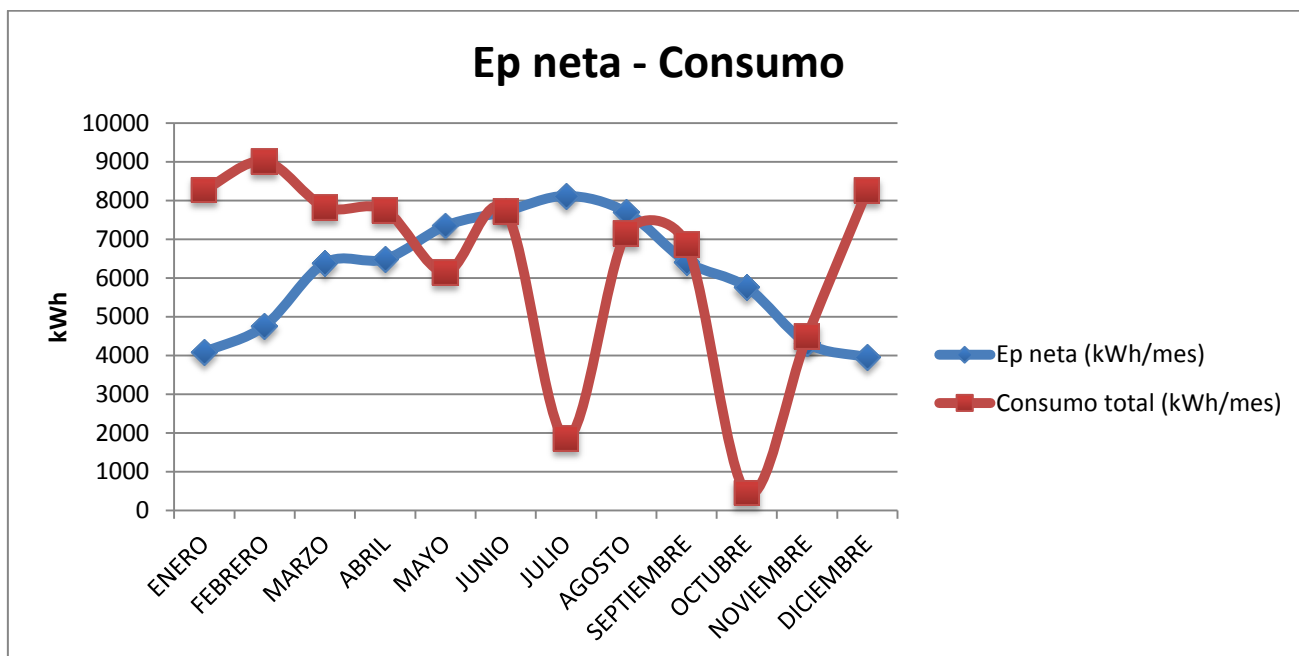


Ilustración 23. Ep neta - consumo.

Nuestra producción neta anual estimada será de **79199 kWh** frente a un consumo anual de **75818 kWh**. Podría parecer que es un dimensionamiento muy ajustado de la instalación pero como podemos comprobar en el gráfico anterior no es así debido a los cambios mensuales del consumo. En los meses desde diciembre hasta abril hay un déficit de generación debido a que en los meses invernales la irradiación solar es menor y hay un alto consumo. Del contrario ocurre desde mayo hasta noviembre, que coincidiendo en gran parte con los meses estivales, la irradiación solar es mayor y el consumo eléctrico es menor.

2.7 Cálculos eléctricos

2.7.1 Introducción

El generador fotovoltaico estará formado por 12 ramales de 16 módulos cada uno. El cálculo del cableado estará formado por tres tramos distintos que irán desde los módulos fotovoltaicos hasta la coja de conexión de 12 strings, de la caja de conexiones (CC) hasta el inversor y por último la parte AC, que irá desde el inversor hasta la red de baja tensión.

El módulo escogido es el A-250P del fabricante ATERSA, cuyas características se recogen en la siguiente tabla.

Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*			
	A-240P	A-245P	A-250P
Potencia Nominal (0/+5 W)	240 W	245 W	250 W
Eficiencia del módulo	14,74%	15,04%	15,35%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21 A	8,33 A	8,45 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,21 V	29,37 V	29,53 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,73 A	8,82 A	8,91 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,16 V	37,38 V	37,60 V

Para el cálculo, se utilizará principalmente el REBT, la norma UNE 20460-5-523 (2004) que refleja las intensidades máximas admisibles en sistemas de conducción de cables, la especificación de AENOR EA0038 que detalla la selección de cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos y el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

El cableado que se utilizará será especial para fotovoltaica de PV-SUN 2.0:

- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- Norma diseño: DKE/VDE AK 411.2.3
- Designación genérica: ZZ-F

2.7.2 Dimensionado de conductores en continua.

2.7.2.1 Módulos fotovoltaicos – Caja de conexión.

Esta parte del circuito es la que une cada uno de los 12 ramales de nuestro generador fotovoltaico con nuestra caja de conexión de 12 strings.

Cada panel, lleva 1 m de cable por cada polo, siendo su espesor de 4 mm²; el conector que incorpora es compatible con los conectores MC4.

Calculando tanto la intensidad como la tensión en el punto de máxima potencia obtendremos la sección del cable a emplear:

La caída de tensión permitida en el circuito de continua es de 1.5%, y la tensión que soporta esta parte del cableado es la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de los 16 módulos que hay en cada ramal.

$$U = U_{pm} \cdot 16 = 29.53 \cdot 16 = 472.48 \text{ V}$$

Del mismo modo, la corriente en la línea será la intensidad de cortocircuito de cada string. Todos los strings serán recorridos por la misma intensidad.

$$I = I_{pm} = 8.91 \text{ A}$$

2.7.2.1.1 Criterio de intensidad máxima admisible.

En régimen permanente, la corriente máxima que circulará por el cable será de 8.91 A. Este valor deberá incrementarse un 25% según se indica en el apartado 5 de la ITC-BT-40 de REBT.

Debido a que la línea eléctrica estará expuesta a la acción solar, y a que la temperatura ambiente es de 50° C superior al estándar español de 40 °C (temperatura utilizada para el cálculo de las intensidades de la tabla A.52.1-bis de instalaciones al aire de la norma UNE 20460-5-523-2004), deberemos aplicar los correspondientes coeficientes de corrección.

Para el cable tipo P-Sun 2.0 (termoestable) utilizaremos la tabla 52-D1 (tabla 28) para una temperatura de 50°C, lo que nos da un coeficiente de 0.9

TEMPERATURA	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Cables aislados con PVC	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,81	0,71	0,58
Cables aislados con XLPE, EPR	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,84	0,77

Tabla 27. Tabla factores corrección para temperaturas distintas de 40°C. Fuente: UPV

En el caso de cables con una alta exposición al sol, se le aplican coeficientes muy variables, estableciéndose según algunas referencias el valor 0.9.

$$I = 1.25 \cdot \frac{8.91}{0.9 \cdot 0.9} = 13.75 \text{ A}$$

TABLA A.52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Tabla 28. Tabla intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE 20460-5-523.

Como la instalación que se realizará será en bandeja rejilla, el sistema de instalación es de tipo F, y al ser una instalación monofásica consultamos la columna 13 viendo que para una intensidad de 13.75 A la sección más adecuada es de **1.5 mm²**.

2.7.2.1.2 Criterio de caída de tensión.

La longitud de los conductores, como dice el PCT-IDAE, tendrán una longitud adecuada para no ocasionar esfuerzos en el circuito, ni tropiezos o accidentes durante la circulación de personas. Dado que la distancia el módulo fotovoltaico más alejado del cuadro de conexión es de 48.44 m, se fijará una distancia de 55 metros. Además, la caída de tensión máxima permitida es de 1.5 %. La caída de tensión será:

$$S_{\Delta V} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{B,\Delta V}}{\sigma \cdot \Delta V_{max}} = \frac{2 \cdot 55 \cdot 13.75}{56 \cdot 0.015 \cdot 472.48} = 3.78 \text{ mm}^2$$

Sección normalizada más adecuada: 4 mm².

Esta sección será la misma que la sección del cable que ya incluye todos los módulos fotovoltaicos, cuya longitud es de 1 metro.

2.7.2.2 Caja de conexión – inversor.

Para conocer la sección del cable de este tramo, se calculará primero la intensidad y la tensión en el punto de máxima potencia:

Como los paneles están conectados en serie en cada string, la tensión de la línea principal será la suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de cada panel.

$$U = U_{pmp} \cdot 16 = 29.53 \cdot 16 = 472.48 \text{ V}$$

Del mismo modo, la corriente de la línea será la suma de las corrientes en el punto de máxima potencia de todos los strings. Todos los strings serán recorridos por la misma intensidad.

$$I = I_{pmp} \cdot 12 = 8.45 \cdot 12 = 101.4 \text{ A}$$

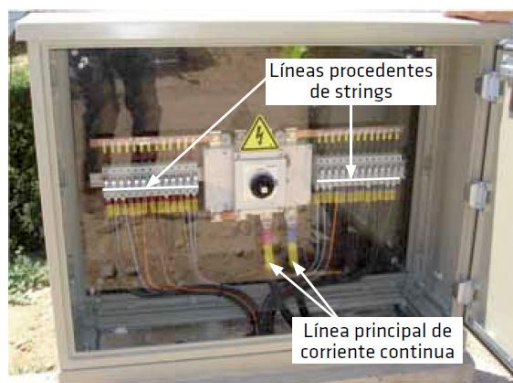


Ilustración 24 Caja de conexiones del generador (CCG).

2.7.2.2.1 Criterio de intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima en régimen permanente que circulará por el cable será de 101.4 A. Valor que deberá ser incrementado en un 25% según se indica en el apartado 5 de la ITC-BT-40 de REBT.

Debido a que la línea eléctrica estará expuesta a la acción solar, y a que la temperatura ambiente es de 50° C superior al estándar español de 40 °C (temperatura utilizada para el cálculo de las intensidades de la tabla A.52.1-bis de instalaciones al aire de la norma UNE 20460-5-523-2004), deberemos aplicar los correspondientes coeficientes de corrección.

Para el cable tipo P-Sun 2.0 (termoestable) utilizaremos la tabla 52-D1 para una temperatura de 50°C, lo que nos da un coeficiente de 0.9

TEMPERATURA	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Cables aislados con PVC	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,81	0,71	0,58
Cables aislados con XLPE, EPR	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,84	0,77

El coeficiente de corrección que deberá aplicarse para un cable expuesto al sol es muy variable. Se recomienda por tanto el valor 0.9.

$$I = 1.25 \cdot \frac{101.4}{0.9 \cdot 0.9} = 156.48 \text{ A}$$

TABLA A.52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1			PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C						
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1					PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C			
B2				PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C					
C						PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	349	396	423	461	516	547	640	674	713

Como la instalación que se realizará será en bandeja rejilla, el sistema de instalación es de tipo F, y al ser una instalación monofásica consultamos la columna 13 viendo que para una intensidad de 156.48 A la sección más adecuada es de **35 mm²**.

2.7.2.2.2 Criterio de caída de tensión.

Dado que la CC y el inversor estarán situados en el mismo lugar con una distancia de apenas 0.5 metros, comprobaremos que no haría falta calcularlo por este método.

$$S_{\Delta V} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{B,\Delta V}}{\sigma \cdot \Delta V_{max}} = \frac{2 \cdot 0.5 \cdot 101.4}{56 \cdot 0.015 \cdot 472.48} = 0.25 \text{ mm}^2$$

Sección normalizada más adecuada: 35 mm².

2.7.3 Dimensionamiento de conductores en alterna.

2.7.3.1 Inversor – CGP.

Del inversor saldrá una línea trifásica hasta el cuadro general de protección de corriente alterna, siguiendo hasta el módulo de medida hasta llegar a la CGP. La caída de tensión será muy pequeña debido a la escasa longitud de esta parte del cableado. El cableado estará formado por 4 conductores (3 de fase + neutro).

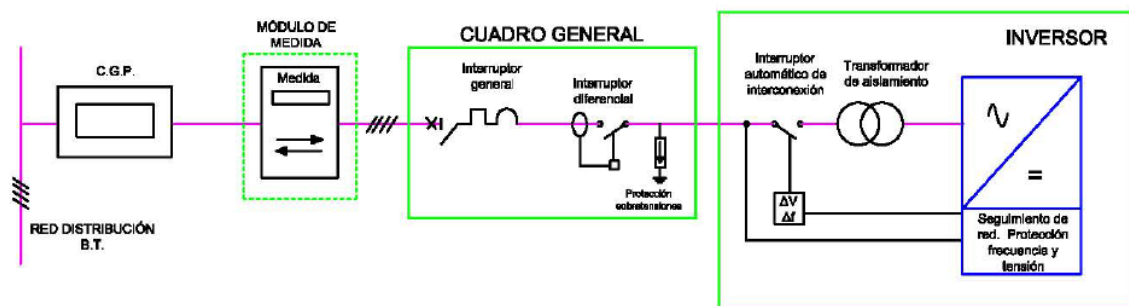


Ilustración 25. Esquema conexión planta FV a red.

2.7.3.1.1 Criterio térmico.

La intensidad de salida del inversor es de 93 A según su ficha técnica. Como ya se ha hecho anteriormente, según la ITC-BT-40 los cables estarán sobredimensionados un 125%. La intensidad máxima será de:

$$I_{max} = 1.25 \cdot 93 = \mathbf{116.25\ A}$$

Se adoptará el mismo método de instalación que en el circuito en continua para cables aislados con XLPE, instalación tipo F, sobre bandeja de tipo rejilla. No se aplicará corrección por temperatura, debido a que la línea circulará por dentro de los armarios instalados en una zona de sombra, siendo suficientes los 40 °C a la que está diseñada la tabla A.52-1-bis.

De nuevo accedemos a la norma UNE 20460-5-523:2004 y para una intensidad de **116.25 A** e instalación tipo F tendremos una sección de **35 mm²**.

2.7.3.1.2 Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión en el circuito de alterna no debe ser mayor del 2% según el PCT-IDAE. Debido a la escasa longitud de esta parte del cableado, comprobaremos que la sección será seleccionada según el criterio de intensidad máxima admisible.

$$\Delta V(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot Inversor \cdot \cos\varphi}{S \cdot V_{inversor} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 93 \cdot 1}{25 \cdot 400 \cdot 56} \cdot 100 = 0.0287\%$$

Sección normalizada más adecuada: 35 mm².

Para el conductor de protección, será de cobre y según la ITC-BT-19

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S ≤ 16 16 < S ≤ 35 S > 35	S (*) 16 S/2
(*) Con un mínimo de: 2,5 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica 4 mm ² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica	

Ilustración 26 Secciones conductor protección. Fuente: ITC-BT-19.

El conductor de protección será de **16 mm²**.

RESUMEN SECCIONES CONDUCTORES	
MÓDULOS-CCG	4 mm ²
CCG-INVERSOR	35 mm ²
INVERSOR-CG	35mm ²
CG-CGP	35mm ²

Tabla 29. Resumen secciones conductores.

2.8 Protecciones.

Al igual que en el cableado, el cálculo de las protecciones se diseñará independientemente para uno de los tramos de circuito que forma la instalación. Se diferenciará entre circuitos de corriente continua y circuitos de corriente alterna.

El dimensionado se hará según las instrucciones del REBT, Real Decreto 1699/2011 que sustituye al antiguo Real Decreto 1663/2000 (artículo 11), Norma Técnica Particular de Endesa para Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a la Red de Baja Tensión (NTP-FVBT).

El inversor utilizado es el Inversor Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW del fabricante Ingeteam. Es de fácil instalación y dispone de un completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido ya de serie. Este equipamiento se compone de las siguientes protecciones que se detallan a continuación, observando que algunas de las protecciones de obligatoria instalación ya vienen instaladas en el inversor.

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuito y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC Y AC, tipo 2.

Y unos accesorios adicionales:

- Comunicación remota GSM/GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON SUN String Control.

2.8.1 Protecciones en corriente continua

Cada cadena de módulos fotovoltaicos irá conectada a una caja de conexiones general de 12 entradas: CUADRO 12 STRINGS - STC12 160A (ACCCAC0010). Cuenta con bases portafusibles y fusibles para continua de 16A con protección de fusible, tanto en la parte positiva como en la negativa del circuito. Además posee en la salida un seccionador hasta 1000 Vdc y 160A, sin contacto auxiliar de estado.

Sabiendo que la intensidad máxima por ramal corresponde con la intensidad de cortocircuito del módulo, siendo de 8.91 A, y que la intensidad máxima admisible del cable es de 46A, la intensidad del fusible de caja de conexiones de 16 A es correcta.

Todos los elementos utilizados cumplen el nivel de aislamiento y protección adecuado, el inversor Red 50000W INGECON Sun Power 50 kW cuenta con (fusibles DC, protección contra polarización inversa, seccionador de carga DC y descargador de sobretensiones DC).

2.8.2 Protecciones en corriente alterna.

Las protecciones de corriente alterna estarán situadas aguas abajo del inversor, para la correcta protección de los circuitos y conexión a red de la instalación.

El sistema de protecciones de esta parte del circuito deberá cumplir con la normativa vigente reflejada en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión a red de instalaciones fotovoltaicas y Normas Técnicas Particulares de Endesa de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión (NTP-FVBT). El Real Decreto detalla las protecciones a emplear, detallando en el Artículo 14 que si se da la circunstancia de que el generador fotovoltaico o el inversor lleven integradas las protecciones indicadas en este artículo, y cumplan con el REBT, Real Decreto 3275/1982 y Real Decreto 223/2008, la instalación fotovoltaica no tendrá la obligación de instalar estas protecciones.

El inversor utilizado incorpora las protecciones de máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión y separación galvánica DC/AC.

Por consiguiente, las protecciones que deberán instalarse serán: un interruptor general manual magneto-térmico y un interruptor automática diferencial.

- Interruptor general manual: Se trata del dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de distribución. En la norma UNE 20317 se detalla las características tanto constructivas como de desconexión de corrientes nominales.

Para la determinación del interruptor utilizaremos las siguientes ecuaciones de ITC-BT-22:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_2 < 1.45 \cdot I_z$$

La sección del cableado de este tramo es de 35 mm², la corriente máxima admisible es $I_{\max} = 144 \text{ A}$.

Deberá calcularse además el valor de la intensidad normal de funcionamiento I_b , dada por la potencia máxima que el inversor entrega a red de 48kW, tensión normal de funcionamiento de 400V y un factor de potencia igual a la unidad según PCT-IDAE.

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos\varphi} = \frac{48000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 69.28 \text{ A}$$

Escogeremos un Interruptor Magnetotermico 4P 100A HTI Sector Industrial GENERAL ELECTRIC de 100 A, ya que como se indica en la ficha técnica del inversor, la corriente máxima de este será de 93 A.

- Interruptor diferencial: El cuadro de protección de CA contará además de un interruptor automático diferencial con Inominal igual a la del interruptor magnetotérmico. Este dispositivo protegerá a las personas en el caso de contactos indirectos o directos, o descargas eléctricas. Se basa en la detección de fugas a tierra midiendo su corriente.

Según el REBT la tensión residual deberá ser como máximo de 300 mA, por lo que escogeremos el Interruptor Diferencial 4x100A/300mA SCHNEIDER.

Por último contaremos con la caja general de protección (CGP), punto de enlace de la instalación fotovoltaica con red de baja tensión. Deberá cumplir la normativa de la compañía distribuidora, en este caso ENDESA. Instalaremos la caja de protección CGPC-7-100pBUC.

2.9 Puesta a tierra

Es el factor de diseño que más relevancia tiene en el apartado de seguridad. Su importancia se debe a que es necesario minimizar el riesgo eléctrico en los distintos casos de defecto pero sin necesidad de un inmediato corte de la tensión. También nos referiremos a este concepto como esquema de conexiones del generador.

Para el diseño de la puesta a tierra hay que cumplir con las instrucciones del Real Decreto 1699/2011 y ITC-BT40. Las instrucciones sobre los componentes de puesta a tierra están reflejadas en la ITC-BT-18 del REBT.

Se puede diferenciar entre dos tipos de puesta a tierra, según sea su finalidad. Se les denominará:

- Tierra de servicio: También llamada tierra del sistema. En esta tierra se conectarán las partes activas del generador, (polo positivo o negativo). Su objetivo es estabilizar la tensión respecto a tierra del generador.
- Tierra de protección: Aquí se conectan todas las partes metálicas, tales como estructuras, marcos metálicos de los módulos, etc. Su objetivo principal es evitar la aparición de tensiones peligrosas en caso de defecto dando una vía rápida de extinción de la tensión.

El esquema que emplearemos será el que una de las partes activas del generador esté conectada al mismo electrodo de la puesta a tierra de protección.

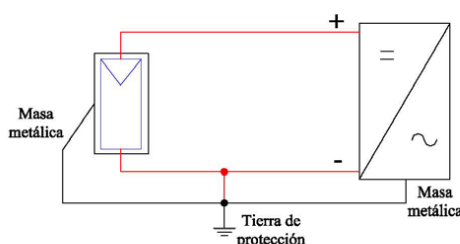


Ilustración 27. Generador y masas puestas a tierra en el mismo electrodo. Fuente: Máster Oficial Interuniversitario en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica.

Los conductores de protección tendrán una sección de:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 28. Conductores de protección.

Relación entre secciones de conductores de protección y de fase.

RESUMEN SECCIONES CONDUCTOR DE PROTECCIÓN	
MÓDULOS- CCG	4 mm ²
CCG- INVERSOR	16 mm ²
INVERSOR- CPCA	16mm ²
CPCA-CPM	16mm ²

Tabla 30. Resumen secciones conductores de protección.

B. ANEXO II: ESTUDIO ECONÓMICO

2.10 Estudio económico

2.10.1 Objeto

Este proyecto se ideó con el fin de diseñar una instalación fotovoltaica que diese al Colegio Antonio Machado una cierta independencia energética. De este modo, se produciría al mismo tiempo un ahorro considerable tanto energético como económico, además de contribuir al desarrollo de la sociedad. Este modelo energético consistiría en utilizar la energía generada de nuestra instalación fotovoltaica, vendiendo el excedente a la red y consumiendo de la red en los momentos en la que la generación fuese insuficiente.

Pero, debido a los constantes obstáculos que se le está poniendo a las energías renovables y, especialmente, a la energía fotovoltaica, se decidió cambiar de idea, vendiendo la totalidad de la generación de energía a la red en lugar de autoconsumirla.

Se ha descartado la opción de autoconsumo por las siguientes razones. Si consultamos el Real Decreto 900/2015 del 9 de octubre, comprobaremos que hay dos tipos de autoconsumo: tipo 1 y tipo 2. El autoconsumo tipo 1 para instalaciones de menos de 100 kW no es factible entre muchas razones, por los peajes a pagar por energía autoconsumida, cargos fijos si se reduce la potencia contratada o instalación de baterías, además de que no es posible la venta de la energía excedente a la red. En la modalidad de autoconsumo tipo 2, no existe el límite de potencia pero las instalaciones deben estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía (RIPRE). En esta modalidad, se permite la venta de energía a precio de mercado pero tiene las siguientes desventajas:

- El precio de venta al mercado ronda los 0.05 €/kWh. Un precio muy bajo para hacer frente a la inversión realizada.
- La potencia total instalada debe ser menor a la potencia contratada. Un obstáculo ya que nuestra instalación tiene contratada 25.3 kW en cada tramo horario.
- Peajes fijos: estos peajes son una medida disuasoria para evitar que se rebaje la potencia instalada o se instale baterías. El importe es en función de la tarifa y del

tramo horario, en nuestro caso, para una tarifa 3.0 sería: 31.95 €/kW para el periodo 1, 5.87 €/kW periodo 2, 14.20 €/kW periodo 3.

- Peajes variables. Estos peajes se aplican a la energía autoconsumida, y según indica la ley, se pagan para cuando tengamos la necesidad de consumir energía de la red. Pero esto ya se está pagando en el término de potencia contratada de la factura eléctrica ordinaria. Este peaje variable se compone de:
 - Cargos variables asociados a los costes del sistema.
 - Cargos por capacidad, para compensar las centrales de respaldo.
 - Retribución al operador del mercado.
 - Retribución al operador del sistema.
 - Servicio de interumpibilidad.
 - Servicio de ajuste.

El importe va en función de la tarifa y el tramo horario, siendo de 0.02 €/kWh para el tramo 1, 0.013 €/kWh tramo 2 y 0.0089 €/kWh para el tramo 3.

Por lo tanto, y tras observar todos los inconvenientes y dificultades que tiene el autoconsumo en instalaciones superiores a 10 kW, se ha optado por la venta total de la energía en el mercado eléctrico.

Para vender toda la energía producida en el pool eléctrico tendremos que consultar el Real Decreto 413/2014, por el que se fija la retribución a las distintas energías renovables, que incluye por supuesto, la energía fotovoltaica. Esta retribución se puede calcular a través de unos parámetros detallados en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio. Este Real Decreto deroga los RD anteriores relacionados con el derecho a la retribución, no así con los que dictan los peajes de acceso.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Para calcular el régimen retributivo, previamente tenemos que clasificar nuestra instalación según:

- Grupo y subgrupo según el Artículo 2 del Real Decreto 413/2014 del 6 de junio: Nuestro proyecto se encuentra en Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
- Determinar el código identificador de la instalación. Este dependerá del año de autorización de la explotación, potencia, etc. El código identificador de nuestro proyecto no se encuentra en la Orden IET/1045/2014 ya que el año de aprobación de la instalación es el año 2017. Consultando el Anexo I a la orden, para la tecnología fotovoltaica y año de autorización 2017 nuestro código de identificación de la instalación tipo de referencia es ITR-0104, y Código de Identificación de la Instalación Tipo T-04016. Con este Anexo I y nuestro código podremos calcular las distintas distribuciones que le corresponden a nuestra instalación.

2.10.2 Retribuciones

La retribución anual se podrá dividir en tres apartados:

- Retribución a la inversión.
- Retribución a la operación.
- Retribución por ingresos de venta de la energía en el mercado energética (pool).

2.10.2.1 Retribución a la inversión

Retribución a la inversión de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en año “a”. Esta retribución permite compensar los costes de inversión que no puedan ser recuperados mediante los ingresos de explotación en el periodo de su vida útil regulatoria.

$$R_{inv} = C \cdot VNA \frac{t \cdot (1 + t)^{VR}}{(1 + t)^{VR} - 1}$$

Donde:

- R_{inv} : Retribución a la inversión (€/MW).

- C : Coeficiente de ajuste (s.u.)
- VNA: Valor neto del activo por unidad de potencia (€/MW).
- t: tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida según el periodo regulatorio.
- VR: Vida residual, vida útil regulatoria según establece el Ministerio.

Para nuestra instalación estos términos tendrán los siguientes valores:

- C: 1.0495 (s.u.). Según la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero,
- VNA: 1.200.000 (€/MW).
- t: 7,503% con un aumento anual del 1%.
- VR: 25 años.

Con estos parámetros obtenemos una retribución a la inversión de:

$$R_{inv} = 112981 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 0.048 \text{ MW} = 5423 \text{ €/año}$$

Pero esta retribución está sujeta a un coeficiente “d” que depende del número del número de horas efectivas (HEF). En nuestro caso tenemos:

$$\frac{79200 \text{ kWh}}{48 \text{ kW}} = 1650 \text{ HEF}$$

Pero en el anexo citado, refleja un número de horas de funcionamiento mínimo de 2367 horas. Esto supone una discriminación frente a otras energías como la eólica, donde en esta última se le exige un mínimo de 3000 horas. Esto pone en desventaja a la energía fotovoltaica y la perjudica gravemente ya que, como indica la CNMC, Comisión Nacional de Mercado y Competencia, solo el 2.4 % de las instalaciones fotovoltaicas trabajan al menos 2367 horas.

Esto supone una pérdida del 30% de la retribución de la inversión. Descontando esta penalización por incumplimiento de HEF tendremos una retribución a la inversión restante de 3780.29 €. Por último, esta retribución a la inversión solo se percibirá durante la vida útil regulatoria estipulada en 25 años para instalaciones con año de aprobación 2017, 2018 y 2019. Pero para nuestro estudio económico consideraremos un periodo de utilización de la instalación de 30 años para obtener una mayor rentabilidad.

2.10.2.2 *Retribución a la operación*

Según indica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la retribución a la operación será un importe adicional por unidad de energía a la suma de ingresos por explotación de la planta, de modo que según el tipo de instalación que se trate, se igualen los costes de explotación a los ingresos de explotación.

Esta retribución está orientada sobre todo a energías que depende de los combustibles fósiles. Nuestros costes de explotación por unidad de energía son inferiores a los costes por ingresos de explotación. Por tanto no recibiríamos esta parte de la retribución.

2.10.2.3 *Retribución de mercado*

Los precios estimados de mercado se recogen en la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero. En esta se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones, quedando de la siguiente forma:

	2017	2018	2019	2020 en adelante
Precio estimado del mercado (€/MWh)	42.84	41.54	41.87	52.00

Tabla 31. Precios anuales kWh.

Estimados cada 3 años, esta estimación se realiza por parte de la OMIP en base a los precios de mercado de cada semiperiodo. Consideraremos que nuestra instalación empieza a funcionar en 2018, con un precio de 41.54 €/MWh, y con un precio de 52 €/MWh desde 2020 hasta el final de la explotación de la instalación, prevista en 30 años.

2.10.3 *Costes*

- Costes de explotación: 21.46 €/MWh. Estos costes también se estiman cada tres años al igual que los precios de mercado. En estos costes se incluye todo tipo de gastos desde el mantenimiento, seguros, etc.
- Peaje de acceso (Real Decreto Ley 14/2010 de 23 de diciembre): 0.50 €/MWh.
- Costes de desvíos: 0.46 €/MWh.

- Gastos de representación: 0,10 €/MWh.

Sumando todos estos costes, tenemos un total de 22.52 €/MWh. Por lo tanto, pagaremos un total anual de: $79.2 \text{ MWh producidos} \cdot \frac{22.52\text{€}}{\text{MWh}} = 1783.58 \text{ €}$

Según se indica en el Anexo, estos costes aumentan con una previsión anual del 1%. Pero estas estimaciones son para el trienio 2017-2019, y ante la falta de más datos de estimaciones a partir de 2020, consideraremos este dato fijo para todos los años.

2.10.4 Balance

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
INVERSIÓN €	- 1000 03,64														
MWh/año		79,2	78,80 4	78,40 998	78,01 79301	77,62 78404	77,23 97012	76,85 35027	76,46 92352	76,08 68891	75,70 64546	75,32 79223	74,95 12827	74,57 65263	74,20 36437
PRECIO €/MWh		41,54	41,87	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
RETRIBUCIÓN MERCADO €		3289, 968	3299, 52348	4077, 31896	4056, 93237	4036, 6477	4016, 46446	3996, 38214	3976, 40023	3956, 51823	3936, 73564	3917, 05196	3897, 4667	3877, 97937	3858, 58947
RETRIBUCIÓN INVERSIÓN €		3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29	3780, 29
INGRESOS TOTALES €		7070, 258	7079, 81348	7857, 60896	7837, 22237	7816, 9377	7796, 75446	7776, 67214	7756, 69023	7736, 80823	7717, 02564	7697, 34196	7677, 7567	7658, 26937	7638, 87947
COSTES TOTALES €/MWh		1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58	1783, 58
BALANCE	- 1000 03,64	5286, 678	5296, 23348	6074, 02896	6053, 64237	6033, 3577	6013, 17446	5993, 09214	5973, 11023	5953, 22823	5933, 44564	5913, 76196	5894, 1767	5874, 68937	5855, 29947
BALANCE ACUMULADO	- 1000 03,64	- 9471 6,962	- 89420 ,7285	- 83346 ,6996	- 77293 ,0572	- 71259 ,6995	- 65246 ,525	- 59253 ,4329	- 53280 ,3227	- 47327 ,0944	- 41393 ,6488	- 35479 ,8868	- 29585 ,7101	- 23711 ,0208	- 17855 ,7213



15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
73,832 6255	73,463 4623	73,096 145	72,730 6643	72,367 011	72,005 1759	71,645 15	71,286 9243	70,930 4897	70,575 8372	70,222 958	69,871 8432	69,522 484	69,174 8716	68,828 9972	68,484 8523
52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
3839,2 9652	3820,1 0004	3800,9 9954	3781,9 9454	3763,0 8457	3744,2 6915	3725,5 478	3706,9 2006	3688,3 8546	3669,9 4354	3651,5 9382	3633,3 3585	3615,1 6917	3597,0 9332	3579,1 0786	3561,2 1232
3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	3780,2 9	0	0	0	0	0
7619,5 8652	7600,3 9004	7581,2 8954	7562,2 8454	7543,3 7457	7524,5 5915	7505,8 378	7487,2 1006	7468,6 7546	7450,2 3354	7431,8 8382	3633,3 3585	3615,1 6917	3597,0 9332	3579,1 0786	3561,2 1232
1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8	1783,5 8
5836,0 0652	5816,8 1004	5797,7 0954	5778,7 0454	5759,7 9457	5740,9 7915	5722,2 578	5703,6 3006	5685,0 9546	5666,6 5354	5648,3 0382	1849,7 5585	1831,5 8917	1813,5 1332	1795,5 2786	1777,6 3232
- 12019, 7148	- 6202,9 0472	- 405,19 5174	5373,5 0937	11133, 3039	16874, 2831	22596, 5409	28300, 171	33985, 2664	39651, 92	45300, 2238	47149, 9796	48981, 5688	50795, 0821	52590, 61	54368, 2423

Tras realizar este balance de ingresos y costes observamos que la inversión se empieza a recuperar a partir del año 18, consiguiendo al final de la vida útil de la instalación un balance acumulado de 54368,24228 €. Además, la instalación obtiene un TIR del 3%.

C. ANEXO III: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

2.10 Estudio básico de seguridad y salud

2.10.1 Objeto

El estudio de seguridad y salud tiene por objetivo establecer las medidas mínimas de seguridad y salud en las construcciones de obras reflejadas en el Real Decreto 1627/1997 del 24 de octubre.

En este Real Decreto 1627/1997, se incluye la Ley 31/1995 del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales. En esta norma se dicta una síntesis de las responsabilidades y garantías necesarias para crear un correcto nivel de protección de los obreros ante riesgos procedentes de las condiciones laborales.

Según el Artículo 4 del Real Decreto 1627/1997 podremos realizar un estudio básico de seguridad y salud en lugar de un estudio de seguridad y salud ya que nuestro proyecto no se encuentra bajo ninguno de los supuestos descritos en este artículo: presupuesto superior a 450.760,00€, un periodo de instalación superior a 30 días y un volumen de mano de obra superior a los quinientos días. Nuestro proyecto tienen un presupuesto de cien mil euros con un tiempo de instalación previsto de entre tres y cuatro semanas, con entre dos y cinco trabajadores trabajando simultáneamente.

2.10.2 Ámbito de aplicación

El Estudio de Seguridad y Salud estará vigente desde que se obtenga los permisos necesarios para la iniciación del proyecto y se apruebe el plan de seguridad por el responsable de la instalación.

2.10.3 Descripción de la obra

Se trata de una instalación fotovoltaica conectada a red de 48 kW de potencia. Esta instalación se encuentra en el C.E.I.P. Antonio Machado de Baeza (Jaén). Los accesos a la

obra se podrán realizar por la Calle San Miguel de los Santos o por la Avenida de los Poetas. En caso de accidente se llevará a el herido al centro de salud más cercano situado en Baeza en la Calle Manuel Acero nº 0.

El presupuesto total de la instalación asciende a 100.003 €. El plazo de ejecución se prevé que sea en tres o cuatro semanas, con un personal para la instalación entre dos y cinco personas simultáneamente trabajando.

2.10.4 Actividades a realizar

- Instalación de la estructura fija.
- Instalación de los módulos fotovoltaicos en la estructura.
- Conexionado de los módulos, cableado, inversores, cajas de protección, módulo de medida y canalizaciones.

2.10.5 Identificación de los riesgos

Definiremos los riesgos según la actividad que se vaya a realizar en la instalación:

- Ensamblaje e instalación de la estructura soporte:
 - Caída de altura.
 - Resbalamientos, hundimiento del tejado.
 - Caídas de diferentes objetos durante el trabajo, transporte u objetos que no se estén manipulando.
 - Desplazamiento de piezas pesadas.
 - Quemaduras y cortes por soldaduras.
 - Peligros de electrocución.
 - Golpes, punzamientos o cortes.
 - Intoxicación por gases, humos o pinturas particulares.
 - Molestias, contracturas, lesiones por sobreesfuerzos.
- Instalación de los módulos fotovoltaicos:
 - Caída de personas al mismo nivel, provocado por desniveles, conductores o resto de materiales u herramientas.

- Caídas de personas a distinto nivel, en instalaciones donde no cuentan con elementos de protección como barandillas, barreta u otro método de protección.
 - Cortes en extremidades.
 - Peligro por contacto eléctrico.
 - Arco eléctrico.
 - Caída de herramientas, materiales u otros objetos.
- Instalación de las cajas de protección e inversores:
 - Sobreesfuerzos.
 - Caídas de personas al mismo nivel.
 - Caídas de personas a distinto nivel.
 - Cortes.
 - Contactos eléctricos tanto directos como indirectos.
- Daños a terceros:
 - Accidentes durante el transporte y acceso a la zona de la instalación de los vehículos necesarios o personas no autorizadas en la zona de trabajo.
- Otros posibles peligros:
 - Explosiones por sobrepresiones, mezcla de gases o productos inflamables.
 - Incendios, como consecuencia de la instalación eléctrica.
 - Alergias, picaduras, irritaciones en los trabajadores.

2.10.6 Medidas de prevención

Toda la indumentaria y elementos de protección tendrán establecido un periodo de uso máximo, tras el cual deberá ser desechado.

Si tras un accidente queda deteriorado estos elementos, deberán ser reemplazados inmediatamente, paralizándose la actividad que estuvieran realizando.

La indumentaria y elementos de protección deberán ser reemplazados tras completarse su periodo establecido de uso.

Las prendas y elementos de protección no podrán presentar holguras, no más que las dadas por el fabricante. El uso de estos elementos no podrá suponer nunca un peligro en sí mismo.

2.10.6.1 Medidas de prevención de riesgos individuales

- Todos los elementos de protección individual, conocido como EPIS, dispondrán del certificado europeo con la distinción CE.
- Para aquellos elementos que no precisen de esta distinción por no existir en el mercado deberá asegurarse su calidad y garantía.
- El encargado de supervisar la seguridad en los diferentes puestos de trabajo contará con el equipo necesario para cada puesto.
- Los trabajadores deberán conocer correctamente como usar cada uno de los elementos de protección que usarán.
- Elementos de protección para la cabeza:
 - Casco de protección. Este será de uso obligatorio para todos los trabajadores, supervisores, inspectores o visitas.
 - Elementos para proteger los oídos en caso de superarse los 80 dBA.
 - Gafas para protegerse contra el polvo e impactos, o alcance de partículas.
 - Gafas específicas para soldar.
 - Mascarillas especiales para polvo, pinturas, humos de soldadura, etc.
- Elementos de protección para el cuerpo:
 - Buzo de trabajo para cualquier trabajo que se realice.
 - Trajes impermeables.
 - Mandil para trabajos de soldadura.
 - Chaleco de alta visibilidad reflectante.
- Elementos de protección para las extremidades inferiores:
 - Polaina de cuero, para tareas de soldadura.
 - Calzado con puntera y suela metálica.
 - Botas impermeables.

2.10.6.2 Medidas de prevención colectivas

- Señalización: Las medidas de seguridad relacionadas con la señalización deberán cumplir el Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, con el objetivo de:

- Alertar a los trabajadores sobre determinados peligros, obligaciones o prohibiciones.
- Alertar a los trabajadores ante cualquier emergencia que incluya una evacuación o uso de elementos de protección.
- Favorecer la identificación por parte de los trabajadores de equipos de primeros auxilios, vías de evacuación, etc.
- Advertir e instruir a los trabajadores sobre tareas con peligro de accidente.
- Durante la ejecución de la obra, deberá señalizarse como mínimo:
 - El uso obligatorio de casco, protector para los oídos, gafas, mascarillas, guantes y botas.
 - Señal de riesgo eléctrico, caídas a distinto nivel o caídas de objetos, cargas en suspensión y maquinaria en funcionamiento.
 - Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, fumar, fuego y prohibido el estacionamiento.
 - Señalización de la localización del botiquín de primeros auxilios, cinta de balizamiento y extintor.
 - Interruptores con sensibilidad de 300 mA.
 - Conductor de puesta a tierra y pica de puesta a tierra.
- Instalación eléctrica:
 - Usar código de colores para el cableado de CC: para el polo (+) utilizaremos el rojo o marrón, y para el polo (-) el azul o el negro.
 - Previamente a una interconexión se deberá comprobar la polaridad del equipo.
 - Trabajar con herramientas con aislamiento eléctrico.
 - Trabajar asumiendo que los módulos tienen en todo momento una corriente y tensión eléctrica aunque estén en una circunstancia de poca luminosidad.
- Transporte de cargas:
 - Para evitar sobreesfuerzos, se levantará las cargas con manos y brazos, realizando una flexión de las piernas para no forzar la columna vertebral.

- Realizar un transporte equilibrado con ambos brazos.
- No girar bruscamente cuando se está transportando cualquier material o herramienta.
- Evitar el entorpecimiento en la descarga o giros en el transporte de cualquier elemento.

2.10.6.3 Formación

El personal de trabajo recibirá formación acerca de conocimientos básico de seguridad y salud, según se detalla en la Ley de Prevención de Riesgos Laborables y Reales Decretos relacionados.

2.10.6.4 Asistencia primaria

- Botiquín que deberá contener:
 - Desinfectante y antisépticos, algodón hidrófilo, gasas estériles, esparadrapo, venda, apósitos, pinzas, tijeras y guantes desechables
 - Deberá revisarse periódicamente.
- Asistencia a los heridos:
 - Los trabajadores deberán conocer los centros médicos más cercanos para el traslado en caso de accidente. Además conviene tener una lista de teléfonos visible de estos centros.
- Método de actuación en caso de accidente:
 - Reaccionar rápidamente, con calma y conocimiento de la ayuda que se presta.
 - Poseer una lista de teléfonos de las autoridades más importantes tales como policía, bomberos y centros de urgencias.
 - No asistir medicamente, sino de aplicar únicamente los primeros auxilios.
- Pautas ante un accidente:
 - Actuar con rapidez y con calma.
 - En caso de haber varios heridos, asistir a aquel que más grave esté.
 - No mover al herido del lugar del accidente, y manejándolo siempre con movimientos suaves y tratando de tranquilizarlo.

- La postura del herido deberá ser acostado en el suelo con la cabeza a un lado.
- Realizar una visión general del herido por si tuviera cortes, quemaduras, falta de respiración, fracturas o pérdida del conocimiento.
- Tratar en primer lugar las hemorragias y que pueda respirar adecuadamente.
- No proporcionar ningún tipo de bebida al herido inconsciente.
- Arropar con mantas al herido para evitar que pierda el calor corporal.
- Llamar al centro de urgencias más cercano.
- Trasladar al herido lo más rápido posible.
- Cortes, heridas y pinchazos.

En caso de ser pequeña la herida, se intentará curar con el botiquín.

- Antes de asistir al herido, el asistente deberá lavarse las manos con jabón.
- Desinfectar con gasas esterilizadas.
- Administrar un antiséptico y taparlo con gasas.
- Nunca aplicar algodón sobre la herida abierta.
- Electrocuciiones:
 - En primer lugar, desconectar la corriente eléctrica de la máquina.
 - Si el herido está en contacto con elementos en tensión, no tocarlo.
 - Apartarlo del elemento en tensión con algún elemento de madera, tal como barrote, silla u otro objeto.
 - En caso de que no respire, hacerle el boca a boca y aplicarle un masaje cardíaco.
 - Trasladarlo rápidamente al hospital más cercano.
- Quemaduras:
 - Estas pueden estar causadas por elementos a gran temperatura, contacto eléctrico o productos químicos.
 - No tratar las ampollas.
 - No administrar antisépticos, solo lavar con agua y jabón.

- Cubrir la herida con gasas.
- No tocar directamente.
- Trasladarlo al médico lo más rápido posible.
- No suministrar ninguna bebida al herido.
- No quitarle la ropa si está en contacto con la quemadura.
- Cuando se trate de una quemadura de ácido, lavar con mucha agua y aplicar una mezcla de bicarbonato de agua y sosa.
- Lavar con vinagre si la quemadura es por sosa.
- Si la quemadura se debe a un corrosivo, quitarle la prenda para evitar que le cause más heridas.
- Hemorragias:
 - Se trata de una lesión muy grave en la cual hay que actuar de urgencia.
 - Llamar urgentemente a los servicios médicos.
 - El herido deberá estar tumbado y con la herida al descubierto. En caso de una herida en alguna extremidad, elevarla.
 - Apretar la herida con gasas para que deje de sangrar durante cinco minutos, en caso de que pare, vendar.
 - Si no deja de sangrar, aplicar más gasas y apretar aún más fuerte.
 - Si no conseguimos contener la hemorragia hay que apretar la arteria que une el corazón con la herida.
 - Pierna: apretar fuertemente la ingle.
 - Brazo: apretar fuertemente la cara interior del brazo a la altura de la axila.
 - Como último recurso, aplicar un torniquete para parar la hemorragia, desaflojar cada quince minutos y puede que exista peligro de gangrena.

D. ANEXO IV: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

2.11 Estudio de impacto ambiental.

La energía eléctrica generada a partir de instalaciones fotovoltaicas se contempla como una energía benigna con la naturaleza, sin ruidos, sin contaminación química; ideal para tanto para el autoconsumo en edificaciones aisladas como en ciudades.

Es una fuente de energía favorable con el clima, no requiere de ningún tipo de combustión, ni emite CO₂ a la atmósfera. Su composición se basa en el silicio, material abundante y sin necesidad de invertir grandes cantidades de material en su construcción.

Además, al no producirse contaminantes ni vertidos, su incidencia sobre el suelo se podría considerarse nula. Asimismo, el impacto visual se ve minimizado con la integración arquitectónica.

Aunque, como el resto de energías renovables, la energía fotovoltaica también tiene una “huella ecológica”. Se estima que cada kWh ha originado en torno a 15-70 gramos de CO₂ en su proceso de fabricación dependiendo de la tecnología empleada. Otro inconveniente es la utilización de algunos materiales peligrosos, incluso cancerígenos. Los módulos fotovoltaicos requieren materiales como el arsénico, cadmio o polisilicio.

Si hacemos una estimación de cuantos kg de CO₂ emite nuestra instalación durante su vida útil de 25 años:

$$25 \text{ años} \times \frac{0.05 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kWh}} \times 79000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 98750 \text{ kg CO}_2$$

Por el contrario, si utilizásemos las fuentes convencionales de energía, la emisión de CO₂ sería de:

$$25 \text{ años} \times \frac{0.65 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kWh}} \times 79000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 1.283.750 \text{ kg CO}_2$$

De este modo podemos comprobar que utilizando fuentes de energía fotovoltaica la reducción en las emisiones de CO₂ se reducen por 13 respecto al uso de energías convencionales.

3. PLANOS

3.1 Plano de situación

3.2 Plano de emplazamiento

3.3 Plano de distribución de los módulos fotovoltaicos

3.4 Esquema unifilar



Fuente: Google Maps

EMPLAZAMIENTO

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	 Universidad de Jaén	<i>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES</i>
<i>Dibujado</i>		Cristian Cruz Moreno		
<i>Comprobado</i>				
<i>Escala:</i>	Plano de situación			<i>Lamina n.</i> 1
SE				<i>Curso:</i> 4

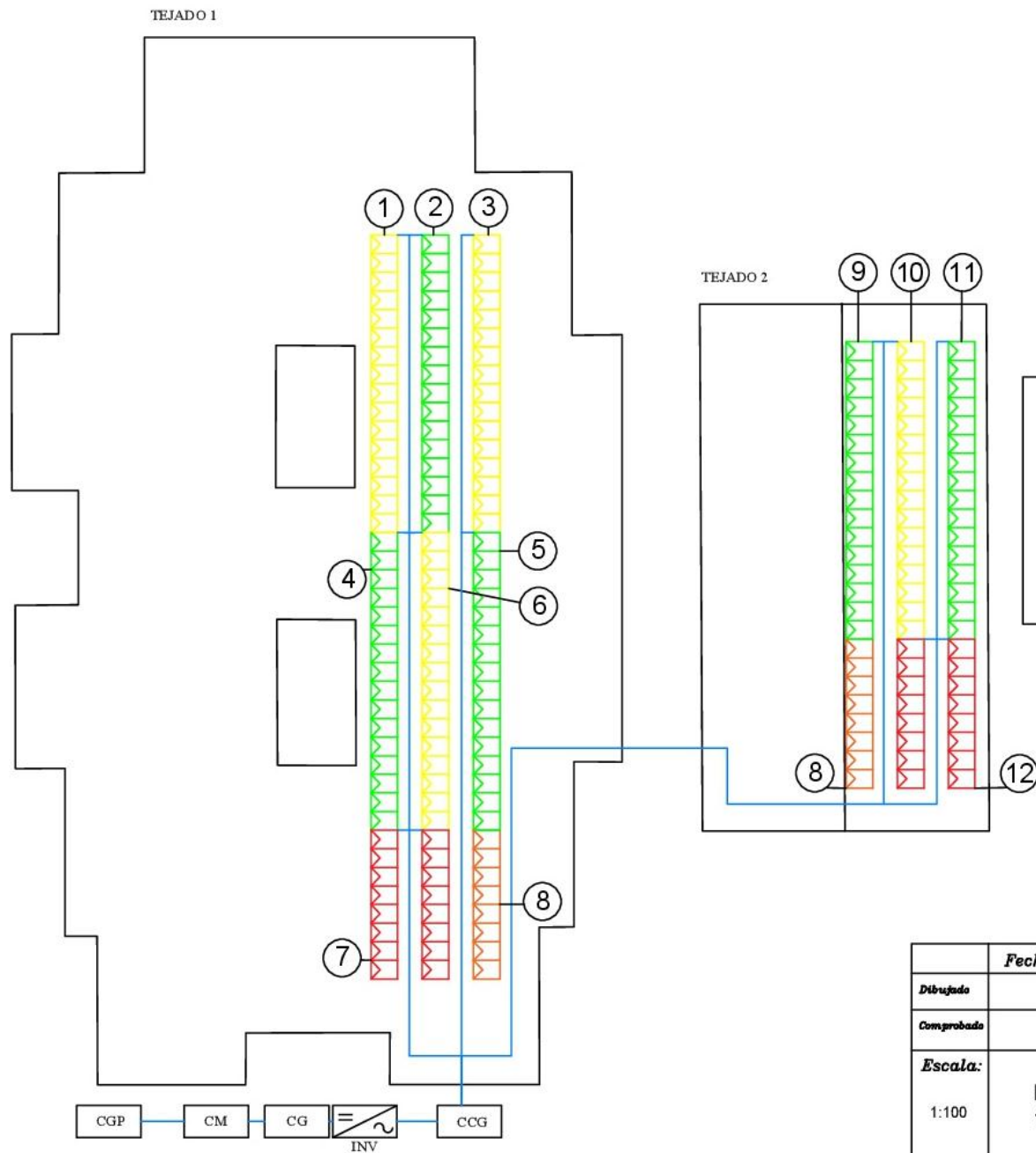


Fuente: Google Maps

COORDENADAS GMS

LATITUD: 37°59'38" Norte.
LONGITUD: 3°28'26" Oeste.

	Fecha	Nombre	 Universidad de Jaén	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES
Dibujado		Cristian Cruz Moreno		
Comprobado				
Escala:	Emplazamiento			
SE			Curso: 4	



LEYENDA



Módulo fotovoltaico



Numeración filas



Caja de conexiones general



Inversor



Cuadro general

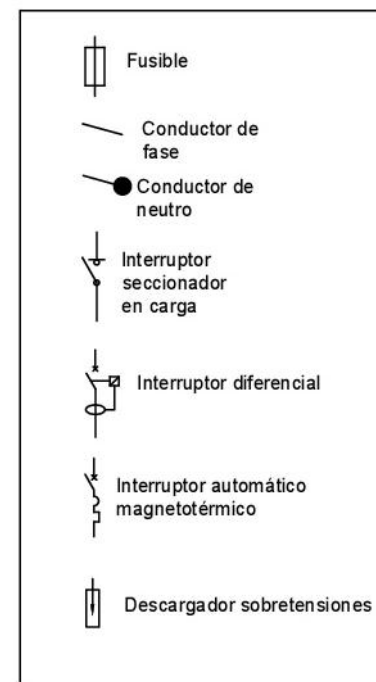
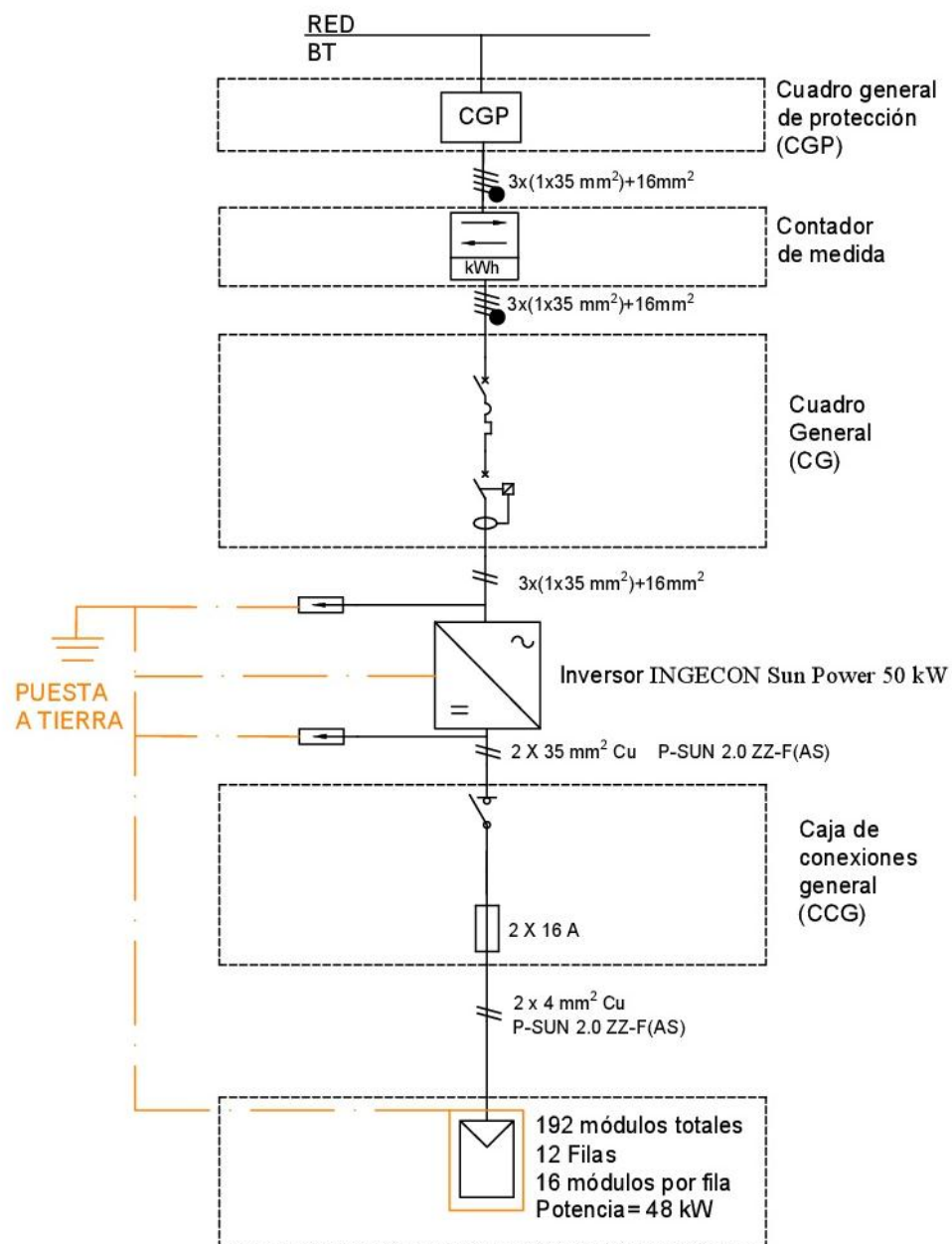


Módulo de medida



CCG

	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	 Universidad de Jaén	<i>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES</i>
<i>Dibujado</i>		Cristian Cruz Moreno		
<i>Comprobado</i>				
<i>Escala:</i> 1:100	Distribución y agrupación de las filas de módulos			<i>Lamina n.</i> 3
				<i>Curso:</i> 4



	<i>Fecha</i>	<i>Nombre</i>	 Universidad de Jaén	<i>ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES</i>
<i>Dibujado</i>		Cristian Cruz Moreno		
<i>Comprobado</i>				
<i>Escala:</i>	Esquema unifilar			<i>Lamina n.</i> 4
SE				<i>Curso:</i> 4

4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 Objeto

Con este Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE de julio de 2011y realizado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, se pretende fijar las características y condiciones técnicas que deben tener las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red que estén sujetas bajo esta normativa. Con estas directrices, se pretende asegurar un correcto funcionamiento de la instalación, asegurando así su eficiencia y garantía.

En este pliego, se detallarán tanto las condiciones técnicas de sistemas mecánicos, electrónicos como eléctricos, así como porcentajes de eficiencia, pérdidas o condiciones de garantía y diferentes cálculos.

En el caso de que, por la tipología y características específicas del proyecto, se opte por otro procedimiento, se deberá justificar detalladamente y siempre cumpliendo con los requisitos mínimos de calidad y seguridad.

4.2 Generalidades

En este Pliego de Condiciones quedan excluidas todas las instalaciones de autoconsumo.

Será de aplicación las siguientes normativas:

- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

4.3 Diseño

4.3.1 Diseño del generador fotovoltaico

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

Todos los módulos de una misma instalación deberán a ser posible el mismo modelo o en su defecto compatibles, sin causar ningún perjuicio sobre los demás. Se deberá utilizar módulos con certificados de calidad, y cuando estos no los tengan, se deberá explicar detalladamente por qué y a que ensayos y pruebas han sido sometidos. De todos modos, deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Orientación e inclinación y sombras:

Se establece unos porcentajes máximos de pérdidas en cuanto a orientación e inclinación, sombras y suma de ambos. Estos porcentajes se pueden ver en la siguiente tabla y diferencia entre los distintos métodos de instalación: general, superposición e integración arquitectónica.

	Orientación e Inclinación	Sombras	Suma de ambas
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 32. Porcentajes máximos de pérdidas por orientación, inclinación y sombras.

4.3.2 Diseño del sistema de monitorización

La instalación deberá contar con un sistema de monitorización que refleje las siguientes medidas:

- Tensión e intensidad en continua en los terminales de entrada del inversor.
- Tensión de simple, compuesta y potencia a la salida del inversor.
- Radiación solar recibida por los módulos.
- Tª ambiente.
- Para instalaciones mayores de 5 kWp, reflejar la potencia reactiva a la salida del inversor.

4.4 Componentes y materiales

4.4.1 Generalidades

Se contará con un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico I en componentes como módulos, inversores, conductores ac y cajas de conexión. En el cableado de cc se contará con un grado de aislamiento tipo II y protección mínima IP65.

Durante el funcionamiento de la instalación, esta estará obligada a no ocasionar daños, averías, disminución de la seguridad o perturbaciones en la red. Asimismo, no deberá ocasionar daños ni situaciones de peligro a los trabajadores encargados de la explotación y el mantenimiento tanto de la instalación como de la red de distribución.

Todos los componentes de la instalación que estén a la intemperie deberán estar protegidos elementos climatológicos como la humedad y la radiación solar. Además, deberá incluirse los elementos de seguridad y protección según la legislación como protección de las personas ante contactos directos e indirectos, sobrecargas, sobretensiones o cortocircuitos. En la memoria de nuestro proyecto, deberá incluirse las fichas técnicas de los componentes utilizados.

4.4.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos tendrán que llevar el certificado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, además de las normas UNE:

- UNE-EN 61730.
- UNE-EN 50380.
- UNE-EN 61215.
- UNE-EN 62108.
- UNE-EN 61646.

.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros

medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Los módulos que no hayan sido examinados bajo las normas mencionadas, deberán demostrar que cumplen con los requisitos mínimos que indican dichas normas por otras vías. Igualmente, se deberá acreditar la oposición a ser ensayados bajo dichas normas ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

Los módulos contarán como mínimo con las siguientes características técnicas:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Deberán contar con diodos de derivación para prevenir averías de las células por sombreado y con un grado de protección IP65.
- Los marcos de los módulos serán de acero inoxidable o aluminio.
- Se considerará aceptable un módulo cuando su corriente de cortocircuito y potencia máxima reales no difieran más del $\pm 3\%$ del valor nominal del catálogo.

Será recomendable que las células tenga una alta eficiencia. Por seguridad, la estructura se conectará a tierra. Para el mantenimiento del generador y por seguridad, la instalación contará con elementos de desconexión (interruptores, fusibles, etc.) en cada uno de los terminales de cada rama del generador.

Los módulos contarán con una garantía de 10 años por el fabricante y de 25 años de garantía de rendimiento.

4.4.3 Estructura soporte

La estructura fija que da soporte a los módulos fotovoltaicas cumplirá las indicaciones detalladas a continuación y cumpliendo además con el Código Técnico de la Edificación en temas de seguridad.

La estructura soporte deberá resistir a sobrecargas tanto de viento como de nieve según CTE, y además habrá que contar con posibles dilataciones térmicas que no afecten a la integridad del panel.

La instalación será con número adecuado de puntos de sujeción de acuerdo al área de la que se disponga y posición, de tal modo que no se produzca mayores flexiones en el módulo que las que refleja el fabricante.

La estructura se diseñará y montará para la orientación e inclinación previamente calculadas, teniendo en cuenta también las tareas de montaje, desmontaje y sustitución de módulos.

Todos los tornillos utilizados serán de acero inoxidable. A excepción de cuando la estructura sea galvanizada que podrán ser tornillos galvanizados. Sin embargo, los tornillos de sujeción siempre serán de acero inoxidable.

La estructura estará diseñada para cumplir la normativa vigente, soportando condiciones climatológicas adversas y cumpliendo con las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2, UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3), UNE-EN ISO 10684 y UNE-EN ISO 1461.

4.4.4 Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

La principal característica que deben tener los inversores de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red es que cuenten con una entrada de potencia variable para adaptarse a la variaciones de potencia que suministra el generador a lo largo del día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- MPPT (Seguimiento del máx. punto de potencia).
- Desconexión en condiciones de aislamiento o modo isla.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

Además, los inversores deberán cumplir con la normativa relativa a Compatibilidad Electromagnética y de Seguridad Eléctrica. Deberán incluir como mínimo las siguientes protecciones:

- Cortocircuito en el circuito de alterna.
- Voltaje y frecuencia de red fuera de rango.
- Sobre tensiones.
- Alteraciones de la red como microcortes, retornos de la red, etc.

Igualmente, deben de cumplir la normativa relativa a compatibilidad electromagnética, Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004.

Para una correcta supervisión y control el inversor llevará instalado controles automáticos y señales que faciliten su uso.

Todos los inversores deberán incluir al menos los siguientes controles manuales:

- Accionamiento para encender y apagar manualmente el inversor.
- Accionamiento para poder desconectarse manualmente de la red de alterna.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor continuará suministrando energía en el caso de recibir hasta un 10% más de irradiancia solar según las CEM. Además, deberá tolerar valores máximos de hasta un 30% por encima de los valores de CEM por un tiempo máximo de 10s.
- El rendimiento del inversor se determinará según la norma UNE-EN 6168. El rendimiento estará entre un 92-94% para potencia de salida de entre el 50-100% de la potencia nominal.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Las pérdidas por el consumo mínimo en vacío, stand-by o modo nocturno no serán mayores del 2% de la potencia nominal de salida.

Los grados de protección de los inversores dependerán del lugar de instalación. Tendrán un grado de protección IP20 para interiores de edificaciones y zonas de difícil acceso, IP 30 para zonas de fácil acceso en edificios y IP 65 en inversores situados a la intemperie.

Los inversores tendrán una garantía de funcionamiento en condiciones de entre 0 °C - 40 °C de temperatura y de entre 0%-85 % de humedad relativa. Además, tendrán una garantía dada por el fabricante de 3 años.

4.4.5 Cableado

El cableado de los módulos se divide en polos positivos y negativos y serán conducidos y protegidos de forma independiente.

Para evitar un calentamiento y pérdidas excesivas en el cableado, el material utilizado será el cobre y con una sección adecuada según los cálculos de la instalación. Bajo cualquier circunstancia, no se podrá superar el 1,5% de pérdidas en los conductores.

La longitud del cableado deberá ser tal que cumpla las condiciones de diseño de la instalación y de seguridad, evitando generar esfuerzos y accidentes. En el circuito de continua, los conductores tendrán doble aislamiento y cumpliendo siempre la norma UNE 21123.

4.4.6 Conexión a red

Las instalaciones cuya potencia no superen los 10 kW de potencia deberán cumplir con el Real Decreto/2000 (art.8 y art. 9) acerca de la conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica de baja tensión.

4.4.7 Medidas

Deberá cumplirse el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, en el que se aprueba el Reglamento Unificado de los puntos de medida de la red eléctrica.

4.4.8 Protecciones

Las instalaciones conectadas a la red de baja tensión deberán cumplir con lo estipulado en el Real Decreto 1663/2000 (art.11) sobre protecciones mínimas que deben ser instaladas.

En la conexión a la red trifásica, las protecciones de interconexión serán para cada fase. Los valores máximos y mínimos de frecuencia serán de 51 Hz y 49 Hz, y los máximos y mínimos de tensión de 1.1 Um y de 0.85 Um.

4.4.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

La instalación de puesta a tierra deberá cumplir con el artículo 12 del Real Decreto 1663/2000.

En el caso de que el aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico y la red de baja tensión no se haga con un transformador de aislamiento, deberá explicarse en la memoria detallando los elementos utilizados.

Las masas de la instalación, tanto del circuito como el de alterna, se conectarán a la misma tierra, que deberá ser diferente de la del neutro de la compañía distribuidora, según indica el REBT.

4.4.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red deberán cumplir con lo estipulado en el artículo 13 del Real Decreto 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética.

4.4.11 Medidas de seguridad

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, e independientemente del voltaje de conexión con la red, contarán con las debidas protecciones para que en caso de fallo en la red o en la instalación, se produzca la desconexión automática, a fin de garantizar un buen funcionamiento de las redes conectadas entre sí.

En el supuesto de una desconexión de la red, la instalación debe prevenir el funcionamiento en modo isla con parte de la red de distribución. Esta protección anti-isla detectará la desconexión de la red en unos márgenes de tiempo acordes a la normativa de la compañía distribuidora a la que está conectada.

Para instalaciones con una potencia superior a 1 MW contarán con sistema de telemedida y teledesconexión. Estos sistemas deberán ser compatibles con los utilizados por la compañía distribuidora a la que está conectada la instalación.

La instalación fotovoltaica incluirá los elementos necesarios para no producir daños en la red a la que esté conectada en caso de reenganche. Asimismo, no se permitirá sobretensiones en ningún caso, ni siquiera en el tránsito a modo isla, falta de cargas o inexistencia de estas. Deberá cumplirse además con los límites de perturbaciones de la normativa relacionada con la compatibilidad electromagnética.

4.5 Recepción y pruebas

La empresa instaladora deberá entregar al usuario de la instalación un albarán donde se detalle todos los elementos, materiales y manuales de uso de la instalación. Estos documentos serán firmados por ambas partes, conservando cada uno una copia.

Todos los elementos integrantes de la instalación, tales como inversores, cajas de conexión, módulos, etc. deberán haber superado unas pruebas de funcionamiento y contar con los certificados de calidad correspondientes.

Aparte de los requisitos mencionados anteriormente, el instalador estará obligado a comprobar el:

- Correcto funcionamiento de la instalación y su puesta en marcha.
- Realizar comprobaciones de arranque y parada.
- Pruebas de los elementos de protección tales como interruptores o alarmas. Excepto en el caso del interruptor automática de desconexión general.
- Determinar la potencia total instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

Antes de pasar a la siguiente fase, la Recepción Provisional de la Instalación, la instalación debe haber funcionado correctamente mínimo durante 240 horas sin ninguna interrupción o parada, y haber comprobado que todos los componentes de la instalación trabajan correctamente. Además, deberá cumplirse siguientes requisitos:

- Haber entregado la documentación indicada en este Pliego de Condiciones, basado en la norma UNE-EN 62466.
- Retirar todo el material sobrante.
- Limpiar la zona de la instalación.

La instalación en general tendrá una garantía de 3 años, así como los elementos que la forman, excepto para los módulos fotovoltaicos, donde la garantía será de 10 años contando a partir del día de entrega del acta de recepción provisional.

El instalador deberá hacerse cargo sin coste alguno para el usuario de reparar aquellos fallos que procedan de defectos en la instalación, montaje o diseño, obedeciendo así a la normativa referente a vicios ocultos.

4.6 Cálculo de la producción anual esperada

La memoria deberá contar con un apartado donde se detalle la producción anual y mensual en función de la potencia de la instalación, la irradiancia y el rendimiento.

Los datos de partida serán:

- $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $kWh/(m^2 \text{ Adía})$, según alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

- $G_{dm}(\", \$)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $kWh/(m^2 \cdot \text{día})$ El término " simboliza el azimut y \$ la inclinación de los paneles.

- “performance ratio” o Rendimiento energético de la instalación, PR.

Eficiencia de la central fotovoltaica en condiciones normales de trabajo, teniendo en cuenta:

- La eficiencia depende en gran parte de la temperatura.
- Pérdidas en los conductores.

- Pérdidas por dispersión y suciedad.
- Porcentaje de eficiencia de los inversores.
- Otros factores que pueda tener en cuenta el responsable del diseño de la instalación.

La energía producida se calculará según la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

4.7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

4.7.1 Generalidades

Se ejecutará un plan de mantenimiento por 3 años donde se detallará las labores de mantenimiento que se deberán de realizar de acorde a las instrucciones dada por los fabricantes.

4.7.2 Programa de mantenimiento

En este apartado se indicará las maniobras mínimas de mantenimiento para asegurar el correcto funcionamiento y producción de la central fotovoltaica. Estas se pueden englobar en dos grandes apartados:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo consiste en distintas operaciones de inspección visual y comprobación de límites de las condiciones de trabajo y protección.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

El mantenimiento correctivo incluye las tareas de sustitución. Esto abarca:

- Inspecciones periódicas y visitas en caso de algún fallo.
- Elaborar y analizar los presupuestos de elementos que requieran una sustitución.
- El plan de mantenimiento correctivo estará incluido dentro del precio del contrato anual de mantenimiento. Fuera del periodo de garantía no se incluirá la mano de obra ni la sustitución de los equipos necesarios.

El plan de mantenimiento se realizará por personal cualificado y siempre bajo la responsabilidad de la empresa encargada de la instalación. El régimen de visitas será de una visita anual para instalaciones de hasta 100 kW, y de una visita semestral para el resto de instalaciones. Estas visitas incluirán las siguientes tareas:

- Comprobar el correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas.
- Comprobar el buen estado de los paneles: comprobar si hay variaciones respecto al proyecto original y el estado de las conexiones.
- Comprobar el inversor: su funcionamiento, alarmas, bombillas o leds de las señales, etc.
- Comprobar el estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realizar un informe técnico de cada visita donde se refleje las incidencias observadas.
- Realizar un registro de todas las operaciones de mantenimiento y revisión en un libro de mantenimiento donde se indicará la persona que ha realizado esa supervisión (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4.7.3 Garantías

- Especificaciones de la garantía:
 - Sin perjuicio ante una eventual demanda a terceros, serán restauradas todas las averías ocasionadas por defectos en la construcción o fallos en los componentes,

partiendo de una correcta manipulación de los equipos según las instrucciones del fabricante.

- La garantía será para la persona o sociedad que compre la instalación, y para verificar la legitimidad de esta, deberá acreditarse el certificado correspondiente de garantía con la fecha de acreditación.
- La empresa suministradora dará una garantía de 10 años para los módulos fotovoltaicos y de 3 años para el resto de componentes de la instalación.
- En caso de interrupción de explotación de la instalación fotovoltaica donde la empresa suministradora es la responsable, ya sea por negligencias o reparaciones, el tiempo de garantía se extenderá ese margen de tiempo que la planta no ha sido explotada.
- Condiciones económicas:
 - La garantía incluye tanto las piezas o equipos a reparar como la mano de obra necesaria para su instalación, siempre que el periodo de garantía este vigente.
 - La garantía incluirá todos los costes derivados de la reparación de los equipos y materiales defectuosos, tales como desplazamientos, portes de envíos, devoluciones, etc.
 - Asimismo, se incluirán los costes ocasionados del ajuste y puesta en marcha de la instalación.
 - Si tras un periodo de tiempo razonable, la empresa suministradora no cumple con las obligaciones impuestas en la garantía, el comprador podrá rescindir el contrato de garantía mediante notificación previa y estableciendo una fecha para el fin del contrato de garantía con el suministrador. Si el suministrador no cumple sus obligaciones hasta la fecha acordada del fin de la garantía, el comprador podrá realizar por cuenta propia o contratando a un tercero las reparaciones oportunas a cuenta y riesgo del suministrador.
- Anulación de la garantía:
 - El suministrador podrá anular la garantía cuando alguna parte de la instalación haya sido manipulada, modificada o reparada por personal no correspondiente a la empresa distribuidora o servicios técnicos de los fabricantes que no hayan sido autorizados por la empresa suministradora.
- Lugar y tiempo de la prestación:

- Ante cualquier fallo en la instalación, el comprador deberá informar inmediatamente al suministrador. En caso de tratarse de un fallo de fabricante de algún equipo o material, el suministrador dará aviso al fabricante.
- La empresa suministradora deberá atender la incidencia en el plazo máximo de una semana, y resolver la incidencia en el plazo máximo de 10 días, salvo que por alguna causa mayor y debidamente justificada no se pueda realizar en el plazo de tiempo.
- Las averías de cualquier elemento de la instalación se repararán siempre a ser posible en la propia ubicación de la instalación, y en el caso de no ser posible se mandará al taller asignado por el suministrador y a cuenta de este.
- La empresa suministradora reparará aquellos fallos en la instalación en el menor tiempo posible una vez recibida la notificación, con un plazo máximo de 10 días pero sin hacerse responsable de las pérdidas o perjuicios ocasionados durante este periodo de tiempo.

5. PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO									
1.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS								
	Panel solar 250W Policristalino ATERSA Ultra fabricado en España. 1 metro de cable por cada polo de 4 mm ² , conector compatible con los conectores MC4. La caja de conexiones cuenta con grado de protección IP65.								
							192,00	249,62	47.927,04
	TOTAL CAPÍTULO 1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.....								47.927,04



CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALESCANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 2 ESTRUCTURA SOPORTE								
2.1	ESTRUCTURA FIJA							
Los 192 módulos se instalarán sobre 48 estructuras metálicas, las cuales albergarán 4 módulos ca-da una. Esta estructura del fabricante WURTH se compone de: 5 perfiles travesaño, 3 triángulos, 12 escuadras soporte de travesaño a triángulo, 4 grapas finales, 6 grapas intermedias, 18 tornillos con tuerca M8 20mm, 6 tornillos tirafondos o salva-lejas, 6 espiche, 2 uniones entre perfiles y guía de montaje.								
							48,00	242,00
								11.616,00
TOTAL CAPÍTULO 2 ESTRUCTURA SOPORTE.....								11.616,00



CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALESCANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 3 INVERSOR								
3.1	INVERSOR 50 KW							
Inversor de conexión a red trifásico 50000W INGECON Sun Power 50 kW. Incluidos todos los componentes necesarios para su instalación.								
							1,00	18.799,53
TOTAL CAPÍTULO 3 INVERSOR								18.799,53

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 4 CABLEADO,CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDAD									
4.1	CABLEADO 2 x 4mm2 CC								
	Cable P-Sun 2.0 (0,9/1,8 kV) de 4 mm2 de sección. Especial para instalaciones fotovoltaicas. Instalable en conductos, bandejas y equipos. Este cableado conectará los 12 ramales con la caja de conexiones CCG.								
		723,00							
							723,00	3,79	2.740,17
4.2	CABLEADO 2 x 35mm2 CC								
	Cable P-Sun 2.0 (0,9/1,8 kV) de 35 mm2 de sección. Especial para instalaciones fotovoltaicas. Instalable en conductos, bandejas y equipos. Este cableado conectará la caja de conexiones general con el inversor.								
		4,00							
							4,00	21,96	87,84
4.3	CABLEADO 3 x (1x35mm2)+ neutro 16 mm2								
		10,00							
							1,00	131,00	131,00
4.4	CONDUCTOR PROTECCIÓN 4 mm2								
	Conductor de protección Cu 1 X 4 mm2 0,6/1 KV. Este conectará las partes metálicas y las estructuras de los módulos con la puesta a tierra.								
							723,00	0,46	332,58
4.5	CONDUCTOR PROTECCIÓN 16 mm2								
	Conductor de protección Cu 1 X 16mm2 0,6/1 KV								
							4,00	1,72	6,88
4.6	BANDEJA TIPO REJILLA								
	Bandeja de rejilla REJIBAND, marca PEMSA, dimensiones 36x100 mm, con acabado electrocincado EZ, CLASE 3 de resistencia a la corrosión según IEC 61537, con borde de seguridad redondeado que evita daños a las personas y a los cables. Marcado N de AENOR, UL Classified y resistencia al fuego E90 según DIN 4102-12. De fácil manipulación, su sistema -cortar, doblar y unir- permite adaptarse fácilmente a cada instalación.								
		185,88							
							62,00	10,94	678,28
4.7	CANAL PARA CABLEADO								
	Canal Unex 30x40 en U23X. De tapa exterior, para la distribución. Compartimentación flexible para la conducción y protección de cables eléctricos y de comunicaciones. Apta para uso en intemperie. Base perforada cada 250mm. Se incluye un puente por cada 0,5m. Longitud: 3m. Color: Blanco. Recomendadas ICT. Seguridad: mecánica (protección contra impactos IK08), eléctrica (material aislante, IP4X montada sobre pared) y en caso de incendio (ensayo del hilo incandescente a 960°C, no propagador de la llama).								
							4,00	6,67	26,68
4.8	CAJA CONEXIONES GENERAL								
	La conexión de los 12 ramales de módulos fotovoltaicos con el inversor se hará a través del CUADRO 12 STRINGS - STC12 160A (ACCCAC0010). Incluye tanto los dispositivos de protección, cableado necesario para instalación, caja de protección para montaje exterior. Entradas y salidas con prensaestopas.								
							1,00	591,00	591,00
4.9	INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO								
	Interruptor magnetotérmico 4P 100A HTI Sector Industrial GENERAL ELECTRIC de 100 A. Formará parte del Cuadro General.								
							1,00	183,10	183,10
4.10	INTERRUPTOR DIFERENCIAL								
	Interruptor diferencial 4x100A/300mA SCHNEIDER. Formará parte del Cuadro General.								

[illegible]

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	GENERADOR FOTOVOLTAICO	47.927,04	57,03
2	ESTRUCTURA SOPORTE	11.616,00	13,82
3	INVERSOR	18.799,53	22,37
4	CABLEADO, CANALIZACIONES, PROTECCIONES Y EQUIPO DE MEDIDA	5.694,10	6,78
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		84.036,67	
	13,00 % Gastos generales	10.924,77	
	6,00 % Beneficio industrial	5.042,20	
SUMA DE G.G. y B.I.		15.966,97	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		100.003,64	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		100.003,64	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CIENTO MIL TRES EUROS con SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

BIBLIOGRAFÍA

- Méndez Muñoz, Javier María. *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid: Fundación Confemetal, 2012.
- Hontoria, Leocadio. *Sistemas fotovoltaicos conectados a red*. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Jaén. Curso 2016-2017.
- De la Casa Hernández, Jesús. *Tecnología Eléctrica de los Sistemas Fotovoltaicos*. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Jaén. Curso 2016-2017.
- Gómez Vidal, Pedro. *Normas de aplicación en instalaciones fotovoltaicas*. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Grupo IDEA. Universidad de Jaén. Curso 2016-2017.
- Gómez Vidal, Pedro. *Seguridad, Aspectos Legales y Monitorización*. Máster Oficial Interuniversitario en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica.
- IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red*. Madrid, 2011.
- Ministerio de Ciencia y Tecnología. “Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión” en *Boletín Oficial del Estado*, 2002.
- ENDESA. Normas Técnicas Particulares de Instalaciones Fotovoltaicas Interconectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión. 2009
- AEN/CTN 211. Especificación AENOR EA 0038. Cables eléctricos de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos. Madrid, 2008.
- www.re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/
- Boletín Oficial del Estado <<http://www.boe.es/>>
- Censolar <http://www.censolar.edu/filedist_php/>
- Agencia Estatal de Meteorología <<http://www.aemet.es/es/>>