



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 255 kWp sobre cubierta para una empresa del sector avícola sita en San Cibrao das Viñas (Ourense, Galicia).

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial (Acceso desde Grado I. de la Energía)

AUTOR/A: Pérez Bermello, Adrián

Tutor/a: Cloquell Ballester, Victor Andres

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

Resumen

El presente trabajo de Fin de Máster estará centrado en la elaboración del proyecto sobre una instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes sobre cubierta. Esta instalación se llevará a cabo en una industria avícola ubicada en San Cibrao das Viñas en Ourense.

Al tratarse de una instalación según la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, contará con un conjunto de dispositivos que impide el vertido de energía eléctrica a la red de la compañía suministradora.

En este proyecto se incluirá el presupuesto de los elementos que componen dicha instalación y el estudio energético que muestre la rentabilidad de la misma. Además, también se incluye la descripción de la estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos, los cálculos justificativos correspondientes, la gestión de residuos generados durante el levantamiento de la instalación, así como el plan de desmantelamiento y restitución y el estudio de seguridad y salud.

Palabras claves: instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes.

Abstract

This Master's Thesis will be focused on the development of a project on a self-consumption photovoltaic installation without surpluses on the roof. This installation will take place in a poultry industry located in San Cibrao das Viñas in Ourense.

As it is an installation according to the self-consumption supply modality without surpluses, it will have a set of devices that prevents the discharge of electrical energy into the supply company's network.

This project will include the budget of the elements that make up said installation and the energy study that shows its profitability. In addition, it also includes the description of the support structure of the photovoltaic modules, the corresponding supporting calculations, the management of waste generated during the erection of the installation, as well as the dismantling and restoration plan and the health and safety study.

Keywords: Self-consumption photovoltaic installation without surplus.

Resum

El present treball de Fi de Màster estarà centrat en l'elaboració del projecte sobre una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum sense excedents sobre coberta. Aquesta instal·lació es durà a terme en una indústria avícola situada en San Cibrao das Viñas en Ourense.

En tractar-se d'una instal·lació segons la modalitat de subministrament amb autoconsum sense excedents, comptarà amb un conjunt de dispositius que impedeix l'abocament d'energia elèctrica a la xarxa de la companyia subministradora.

Paraules clau: instal·lació fotovoltaica d'autoconsum sense excedents

Índice

1	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	3
1.1	Objeto.....	3
1.2	Localización	3
1.3	Reglamentación y disposiciones oficiales y particulares.....	3
1.4	Descripción del punto de consumo.....	5
1.5	Descripción de la instalación fotovoltaica.....	6
1.5.1	Solución propuesta:.....	6
1.5.2	Diseño técnico de la instalación.....	8
1.5.3	Módulos fotovoltaicos.....	9
1.5.4	Inversor	9
1.5.5	Configuración del campo fotovoltaico	10
1.5.6	Mecanismo anti vertido	10
1.5.7	Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos	11
1.6	Instalación eléctrica interior	11
1.6.1	Conductores de corriente continua	11
1.6.2	Conductores de corriente alterna	12
1.6.3	Cuadro de protecciones	14
1.6.4	Identificación de conductores.....	14
1.6.5	Subdivisión de las instalaciones	15
1.6.6	Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica	15
1.6.7	Conexiones	15
1.6.8	Sistema de puesta a tierra.....	16
1.6.9	Medidas de protección.....	17
1.7	Gestión de residuos.....	18
1.8	Medidas para la prevención de residuos en la obra	21
2	Cálculos justificativos	22
2.1	Diseño de la instalación solar fotovoltaica.....	22
2.2	Cálculos eléctricos de la instalación fotovoltaica.....	29
2.2.1	Selección del conductor del lado de la corriente continua.....	29
2.2.2	Selección del conductor del lado de corriente alterna	31
3	Estudio de seguridad y salud.....	31
3.1	Plan de seguridad y salud.....	31
3.2	Descripción de la obra.....	31
3.3	Elementos empleados en la obra.....	32
3.4	Riesgos y medidas de protección	32
3.5	Formación.....	36
3.6	Prevención y primeros auxilios	37
3.7	Normativa relacionada.....	37
4	Desmantelamiento y restitución.....	38
4.1	Objetivo	38
4.2	Normativa aplicable	38
4.3	Estado previo.....	39
4.4	Descripción de las obras de desmantelamiento	39
4.5	Plan de desmantelamiento	39
4.6	Reciclado y residuos no reciclables o tóxicos.....	40
4.7	Estudio de seguridad y salud.....	41
5	Presupuesto y rentabilidad económica.....	42
6	Anexo I. Fichas técnicas.....	43
7	Anexo II. PVsyst.....	47

8	Anexo III. Planos	54
---	-------------------------	----

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Cubierta objeto de la instalación.....	3
Ilustración 2. Energía producida, auto consumida y excedente.	6
Ilustración 3. Consumo vs Generación anual de la instalación.....	7
Ilustración 4 Consumo vs generación en verano.	7
Ilustración 5. Consumo vs generación en invierno.	8
Ilustración 6. Distribución de los módulos fotovoltaicos.	8
Ilustración 7. Balance energético.....	27
Ilustración 8. Producción y ratio PR.	29

Índice de tablas

Tabla 1. Localización.....	3
Tabla 2. Consumos mensuales.	6
Tabla 3. Datos de la planta fotovoltaica.....	9
Tabla 4. Cadena de módulos A.....	10
Tabla 5. Orientación de la instalación.	11
Tabla 6. Características de los conductores de corriente continua.	12
Tabla 7. Características de los conductores de la parte A	13
Tabla 8. Características de los conductores.	13
Tabla 9. Características del cuadro de mando de protección.....	14
Tabla 10. Resistencias mínimas de aislamiento.	15
Tabla 11. Prescripciones generales de los conductores de protección.	16
Tabla 12. Prescripciones generales para conductores enterrados.....	16
Tabla 13. Residuos generados.....	20
Tabla 14. Datos generales de la instalación.	23
Tabla 15. Características del inversor.	24
Tabla 16. Características del módulo fotovoltaico.....	24
Tabla 17. Configuración de la instalación.....	24
Tabla 18. Cálculo tensión en vacío.	25
Tabla 19. Comprobación de la tensión en vacío.	25
Tabla 20. Comprobación de la intensidad de cortocircuito.	26
Tabla 21. Recurso solar.	27
Tabla 22. Cálculos sección de cable,	31
Tabla 23. Presupuesto.....	42
Tabla 24. Presupuesto de desmantelamiento.	42
Tabla 25. Amortización.....	42

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Objeto

El presente proyecto tiene por objeto determinar y realizar la justificación de las características técnicas de la instalación fotovoltaica para autoconsumo, la cual será instalada en la cubierta de una industria, localizada en San Cibrao das Viñas, Ourense.

También será objeto de este documento la demostración de que la presente instalación cumple con las condiciones y garantías que exige la normativa.

1.2 Localización

La instalación fotovoltaica será ejecutada sobre la cubierta inclinada de las instalaciones de una industria avícola. Las coordenadas del proyecto se pueden observar a continuación.


Latitud	42,2875794	 <p><i>Ilustración 1. Cubierta objeto de la instalación.</i></p>
Longitud	-7,8220868	
Altitud	294,5439441	
UTM X	597112,2 E	
UTM Y	4682378,4 N	

Tabla 1. Localización.

1.3 Reglamentación y disposiciones oficiales y particulares

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes

disposiciones:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el cual se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 en 09.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Resolución de 11 de febrero de 2005 de la Secretaria General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrica. Se destaca los procedimientos de operación del sistema PO 12.1 para solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte, y el PO 12.2 para instalaciones conectadas a la red de transporte; requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- Reglamento 2016/631 de requisitos de conexión de generadores de red, publicado por el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el 27 de abril de 2016, de aplicación a partir del 27 de abril de 2019.
- Resolución de 4 octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas (de obligado cumplimiento para las instalaciones fotovoltaicas según el apartado d) del artículo 7, del RD 413/2014.
- Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética.
- Ley 21/2013 Evaluación Ambiental.
- Ley 7/2007 de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Ley 4/2009, de protección ambiental integrada.
- RD 105/2008 Producción y gestión de residuos de construcción y demolición.
- Directrices y Plan de Ordenación Territorial del Suelo de la Comunidad autónoma de la instalación.
- Código Técnico de la Edificación, DB SE-AE, Seguridad Estructural: Acciones en la Edificación.

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Código Técnico de la Edificación, DB SE-C, Seguridad estructural: Cimientos.
- Se aplicarán la Normativa urbanística vigente aplicable a este tipo de instalaciones en el Término Municipal de la instalación.
- Real Decreto 1627/97 por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras en construcción y todas las actualizaciones que le afectan.
- ITC-33 REBT-Instalación eléctrica obras.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo y todas las actualizaciones que le afectan.
- RD 2177/2004 modifica el RD 1215/1997, en materia de trabajos temporales en altura.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico y todas las actualizaciones que le afectan.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la Prevención de riesgos laborales y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el Art. 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales y todas las actualizaciones que le afectan.
- Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas y todas las actualizaciones que le afectan.
- R.D. 286/2006 Sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Real Legislativo 1/2010, de 18 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio y de la Actividad Urbanística.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

1.4 Descripción del punto de consumo

En primer lugar, comprobamos el consumo de la instalación con el objetivo de diseñar una instalación acorde, optimizando así la generación y los costes asociados, para este tipo de industria se disponen de los datos de consumo mensuales en kWh que podemos observar en la siguiente tabla:

Mes	Consumo mensual kWh
Enero	68020,0
Febrero	56684,2
Marzo	72893,5
Abril	80941,9
Mayo	87433,5
Junio	91693,4
Julio	96954,8
Agosto	98672,8

Septiembre	88757,9
Octubre	81487,6
Noviembre	71470,9
Diciembre	70299,7

Tabla 2. Consumos mensuales.

Lo que se traduce en un consumo total de 965310,2 kWh y una media de 80442,52 kWh al mes. Por otro lado, la cubierta de la industria cuenta con una superficie de 3290 m² de cubierta inclinada, la cual será aprovechada para ejecutar la instalación de los paneles solares.

Además, se dispone de un punto de conexión para esta instalación, la cual establecerá conexión con el embarrado del cuadro general de baja tensión.

1.5 Descripción de la instalación fotovoltaica

1.5.1 Solución propuesta:

Atendiendo al consumo mensual de la industria, se propone una solución con 440 paneles fotovoltaicos y 2 inversores. La instalación será del tipo sin excedentes debido a que una capacidad mayor supondría un menor aprovechamiento de la energía generada debido a la pérdida de estos excedentes. Por otro lado, conectarse a la red para la venta de este exceso de energía, supone unas complejidades asociadas que, para el tipo de industria y energía producida, no sería lo más conveniente.

Mediante la el programa PVsyst, se ha llevado a cabo el estudio de la solución propuesta (en el anexo se adjunta el informe de resultados). A través de dicho estudio se ha obtenido la energía producida, la cual se resume en la siguiente tabla, adicionalmente se ha calculado el autoconsumo y los excedentes de la instalación.

Mes	Consumo mensual kWh	Generación kWh	Autoconsumo kWh	Excedente kWh
Enero	68020,0	11056,5	10242,3	814,2
Febrero	56684,2	15980,3	13587,1	2393,2
Marzo	72893,5	34704,6	25948,3	8756,3
Abril	80941,9	29844,8	24740,9	5103,9
Mayo	87433,5	45827,5	35419,7	10407,8
Junio	91693,4	42768,7	36117,0	6651,8
Julio	96954,8	44647,5	38391,9	6255,6
Agosto	98672,8	43237,0	37405,7	5831,4
Septiembre	88757,9	34247,3	29945,7	4301,5
Octubre	81487,6	25167,8	22307,2	2860,6
Noviembre	71470,9	14122,8	13256,8	865,9
Diciembre	70299,7	11359,3	10982,5	376,8

Ilustración 2. Energía producida, auto consumida y excedente.

Así mismo, se puede observar la comparación de consumo y generación anual en el gráfico siguiente.

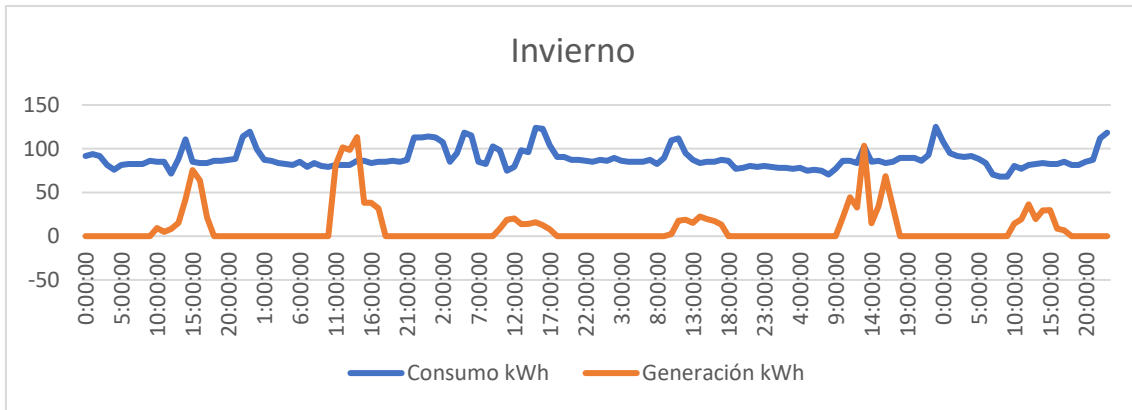


Ilustración 5. Consumo vs generación en invierno.

En ambas gráficas se observa el consumo y la generación en franjas horarias durante una semana. A simple vista se puede ver una clara diferencia entre verano e invierno, pues en los meses más cálidos debido a las condiciones meteorológicas, la generación supera en muchos momentos del día a la energía consumida, lo cual sucede de forma mucho menos frecuente en invierno.

Por otro lado, para la colocación de las placas se emplearán los tres faldones de la cubierta con mayor exposición al sur de modo que la distribución sería del modo:

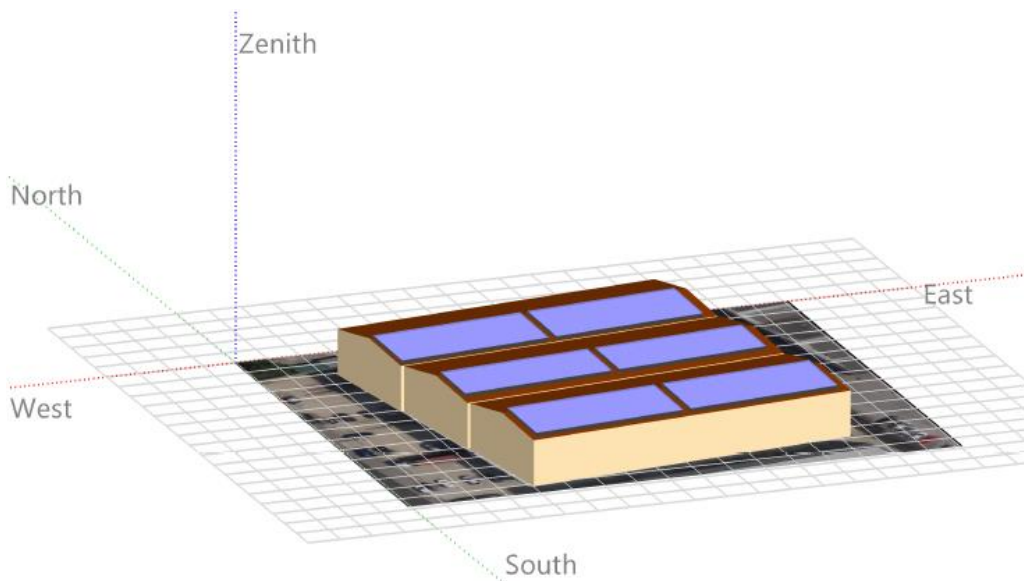


Ilustración 6. Distribución de los módulos fotovoltaicos.

1.5.2 Diseño técnico de la instalación.

En este apartado se establece que la potencia nominal de la instalación fotovoltaica será de 200 kW_{AC} a 25º y contará con una potencia pico de 255 kW_{DC}, mediante 2 inversores de la marca Huawei y modelo SUN2000-100KTL-M1 y 440 módulos del fabricante Canadian Solar y modelo CS7L-580MS.

La instalación de los módulos se llevará a cabo sobre la cubierta con 8 grados de inclinación y un azimut de -7.3. Por otro lado, los inversores se colocarán en el interior del edificio cerca de los cuadros de protección de baja tensión de la instalación.

Dicha instalación será del tipo de suministro con autoconsumo sin excedentes, según el RD 244/2019, lo que conlleva que la instalación deberá de tener un conjunto de dispositivos, que cumplirán con lo establecido según la norma UNE 217001 IN y contarán con el certificado de inyección cero, que se harán cargo de impedir el vertido de energía eléctrica a la red de la compañía suministradora.

Datos de la planta solar fotovoltaica	
Potencia pico	255 kW _{DC}
Potencia nominal	200 kW _{AC} a 25 °C
Marca de los módulos	Canadian Solar
Modelo de los módulos	CS7L-580MS
Potencia de los módulos	580 W
Número de los módulos	440
Marca del inversor	Huawei
Potencia del inversor	100 kW _{AC}
Número de inversores	2

Tabla 3. Datos de la planta fotovoltaica.

1.5.3 Módulos fotovoltaicos

Cada módulo, del fabricante Canadian Solar y modelo CS7L-580MS, contará con una potencia nominal de 580 W y será de tipo monocristalino de 120 células, tipo célula partida, lo que implica:

- El módulo tendrá un mejor comportamiento ante sombras producidas por cualquier obstáculo, del modo que una sombra afectará a la mitad del módulo y no al módulo completo.
- Las pérdidas óhmicas se reducen, decreciendo las pérdidas térmicas y por tanto aumentando la eficiencia.
- Un riesgo inferior a la generación de microcracks y a su propagación debido a que por las células la intensidad que circula es menor.

Se ha certificado y probado los módulos de acuerdo a la normativa y responden a las especificaciones IEC 61215, IEC 61730, Clase II de Protección (SKII) pudiendo ser utilizados con una tensión máxima de 1.000 V_{cc} y 1500 V_{cc}. Además, disponen de Declaración y Marcado CE.

La ficha técnica de los módulos se puede encontrar en el anexo de fichas técnicas.

1.5.4 Inversor

La marca de los inversores será HUAWAI, modelo SUN2000 100KTL-M1, con una potencia de 100 kW a una temperatura estándar de 25 °C, proporcionando una tensión de salida de 400V y 50Hz en corriente alterna trifásica.

La instalación de los dos inversores se llevará a cabo dentro de la nave donde se indica en los planos y, además, estos se hayan acorde con:

- Directiva Europea 2004/108/CE, compatibilidad electromagnética.
- Directiva Europea 2006/95/CE, material eléctrico destinado a utilizarse en determinados límites de tensión.
- RD661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413.

- Declaración y marcado CE.
- Grado de protección IP65.

En materia de seguridad, cumple con la normativa europea aplicable y con todas las protecciones exigidas:

- Protección de máxima y mínima frecuencia (50 y 60Hz).
- Transformador, que asegura separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red de baja tensión.
- Protección contra funcionamiento en modo isla. Cuando el inversor detecta que está funcionando en modo isla (sin apoyo de la red de BT), se desconecta para evitar daños sobre las personas que trabajen en dicha red.
- Protección contra sobretensiones.
- Protección contra sobrecalentamientos: el inversor controla la circulación forzada de aire de modo que no se alcancen temperaturas internas que puedan producir fallos en el funcionamiento.
- Protección diferencial a través de una unidad de control de corriente residual integral (RCMU).

La ficha técnica del inversor se puede encontrar en el anexo de fichas técnicas.

1.5.5 Configuración del campo fotovoltaico

Los módulos se colocarán formando cadenas independientes en serie, que establecerán conexión directa al inversor, dando un total de 440 módulos de 580 Wp c/u y 2 inversores, organizados en 10 *strings* de 22 módulos en serie por cada *array*.

A continuación, se puede observar una tabla con los resultados, para la cadena de módulos, de la comprobación de la máxima tensión a circuito abierto y la tensión en el punto de MPPT del campo fotovoltaico con las características de los inversores:

Cadena de 22 módulos en serie		
	Rango de operación	Resultados
U_{mpp} PV	200 – 1000 V_{cc}	
U_{oc} PV	1100 V_{cc}	

Tabla 4. Cadena de módulos A.

Observando estas tablas se puede concluir que la tensión en circuito abierto y la tensión en el punto de MPPT del campo fotovoltaico se encuentran dentro de los rangos aceptados por el inversor para un correcto funcionamiento.

1.5.6 Mecanismo anti vertido

Como mecanismo anti vertido se usará el propio inversor Huawei junto con el controlador *Smartlogger* 3000 A y el analizador de redes Janitza. Esta combinación cuenta con el certificado de inyección cero según el certificado 20467-cer basado en la UNE 217001 IN, el RD 244/2019 y el anexo añadido en la ITC-BT-40.

Este mecanismo se colocará al lado del cuadro general de protección de baja tensión y actuará sobre el sistema generación-consumo para tener bajo control el intercambio de potencia.

También se contará con un analizador de redes inteligente el cual tiene como función leer la energía consumida total en baja tensión a través de los transformadores de medida de corriente ubicados aguas arriba del interruptor general. Además, se dispone de un registrador de datos inteligente que se encargará de controlar la energía fotovoltaica generada a través de comunicaciones con los inversores, asegurando la regulación de la potencia de salida de los inversores y que la potencia en el punto de consumo sea mayor a la potencia en el punto de generación. Se producirá un descenso de la potencia de salida de los inversores cuando el resultado de todas las potencias de consumo sumadas sea el mismo que la suma de la potencia generada por la instalación fotovoltaica.

1.5.7 Estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos

En la presente instalación se contará con dos orientaciones que se definen en la siguiente tabla:

Orientación Instalación	
Inclinación	8º
Orientación	-7,3 º
Número de módulos	440
Potencia pico	255 kW _{DC}

Tabla 5. Orientación de la instalación.

Los módulos se soportarán en una estructura de aluminio coplanar simple con anclaje a cubierta a 8º de inclinación.

Esta estructura tendrá la capacidad de resistir el peso de los módulos, de la nieve y los esfuerzos generados por el viento.

1.6 Instalación eléctrica interior

1.6.1 Conductores de corriente continua

Los módulos se conectarán entre sí y los *strings* (cadenas de módulos) se conectarán de forma independiente a la entrada del inversor.

En cuanto a los cables que se ubiquen en la parte de la corriente continua, su dimensionamiento se llevará a cabo teniendo en cuenta los criterios de intensidad de cortocircuito admisible, intensidad máxima por calentamiento del cable y caída de tensión, estableciéndose en 1,5 % el valor máximo de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011 del IDAE.

La conexión de los módulos fotovoltaicos se realizará mediante sus propios conductores por la parte inferior, formando *strings* de 22 módulos en serie. Los *string* se conectarán con cables unipolares de cobre flexible según UNE EN 60228, siendo independientes y con una tensión asignada de 1000 V_{CC}, sin propagador de llama para la instalación exterior y sin propagar de incendio además de emisiones de humo y opacidad reducida para la instalación interior del tipo ZZ-F/H1Z2Z2-K de Cu o similar.

Principales características de los conductores	
Designación	Cable solar ZZ-F (AS) o similar
Tensión de operación	0,6/1 kV (corriente alterna), 1,8 kV (corriente continua)
Conductor	Cobre estañado, flexible clase 5
Aislamiento	Elastómero termoestable libre de halógenos
Cubierta exterior	Elastómero termoestable libre de halógenos
Características principales	<ul style="list-style-type: none"> • Para conecionado entre placas fotovoltaicas y entre los módulos fotovoltaicos y el inversor (sistemas de corriente continua). • Resistencia a la intemperie • Trabajo a temperaturas extremas, desde -40 °C hasta +120°C • Intensidades máximas admisibles con temperatura ambiente de 60 °C y temperatura máxima en el conductor de 120 °C
Normativas	IEC 60332-1, IEC 60332-3, IEC 60754, IEC 60754

Tabla 6. Características de los conductores de corriente continua.

Por la cubierta discurrirán los conductores en bandejas metálicas galvanizadas en caliente tipo “Rejiband” con tapa para así, garantizar la refrigeración natural de los conductores y una protección mecánica contra la radiación directa e impactos, llegando al punto de centralización de inversores. Junto con lo anterior, discurrirán debajo de los módulos de forma que aprovechen las sombras que estos generan y disminuyendo la distancia de cableado. Donde no exista bandeja, como en los pasos entre módulos, se usarán tubos de PVC en espiral para exterior.

Para las conexiones serán empleados conectores normalizados T4 por medio de los conectores que traen los propios módulos y también, para las conexiones entre la cadena de módulos (string) y el cable unipolar de cobre. Por otro lado, se emplearán conectores normalizados Amphenol Helios H4 o equivalentes para las conexiones de los *strings* al inversor.

1.6.2 Conductores de corriente alterna

La instalación eléctrica en corriente alterna se dividirá en dos partes:

- Parte A: Conexión entre los Inversores y el Cuadro de Protección de Inversores (Cuadro AC FV).
- Parte B: Conexión entre Cuadro AC FV y Cuadro General de Baja Tensión.

Los cables del lado de corriente alterna se dimensionarán considerando los criterios de intensidad de cortocircuito admisible, intensidad máxima admisible por calentamiento del cable y caída de tensión, con un máximo valor de 1,5% según la ITC-BT-40.

Parte A: Conexión entre los Inversores y el Cuadro de Protección de Inversores (Cuadro AC FV)

Esta conexión se realizará utilizando cables multipolares de cobre flexible de clase 5, que disponen de una tensión 0,6/1kV y aislamiento XLPE, los cuales, serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, debiendo estar acorde con la norma UNE-21123. Dichos conductores discurrirán por bandeja metálica tipo rejiband.

Principales características de los conductores	
Designación	RZ1-K (AS) o similar
Tensión de operación	0,6/1 kV
Conductor	Unipolar de Cobre flexible, clase 5
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta exterior	Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible)
Características principales	<ul style="list-style-type: none"> • Cables flexibles para la utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de interior y exterior. • Flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación. • Temperatura máxima del conductor en servicio permanente 90°C
Normativas	IEC 60332-1, IEC 60332-3

Tabla 7. Características de los conductores de la parte A

Estos conductores contarán con un recubrimiento que asegure una resistencia adecuada a la intemperie, dispondrán de una tensión asignada menor a 0,6/1kV y deberán satisfacer lo especificado en la norma UNE 21030. Dichos conductores se tenderán de forma que se eviten cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones demasiado grandes y no ocasionando curvaturas superiores a las admisibles en los conductores.

Parte B: Conexión entre Cuadro AC FV y Cuadro General de Baja Tensión del Cliente

Esta conexión se realizará utilizando cables multipolares de cobre de clase 5, que disponen de una tensión de 0,6/1kV y aislamiento XLPE, los cuales, serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, debiendo estar acorde con la norma UNE-21123. Dichos conductores discurrirán por bandeja metálica tipo rejiband de la forma más rectilínea posible, evitando cocas y torceduras, así como los roces perjudiciales y las tracciones demasiado grandes y no ocasionando curvaturas superiores a las admisibles en los conductores.

Principales características de los conductores	
Designación	RZ1-K (AS) o similar
Tensión de operación	0,6/1 kV
Conductor	Unipolar de Cobre flexible, clase 5
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta exterior	Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible)
Características principales	<ul style="list-style-type: none"> • Cables flexibles para la utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de interior y exterior. • Flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación. • Temperatura máxima del conductor en servicio permanente 90°C
Normativas	IEC 60332-1, IEC 60332-3

Tabla 8. Características de los conductores.

1.6.3 Cuadro de protecciones

Esta instalación fotovoltaica tiene que ser segura de modo que a continuación se describen a las protecciones de los circuitos:

Circuito corriente continua

No resulta necesario un cuadro de protección DC ya que los inversores proporcionarán la protección en corriente continua.

Circuito corriente alterna

Para este circuito se colocará antes y justo al lado de los inversores un cuadro de protección para el cableado (Cuadro AC FV).

El grado de protección del armario una vez instalada será, mínimo IP43, contará con doble aislamiento (aislamiento clase II) y un grado IK10 de resistencia a los golpes. Además, la envolvente tendrá la ventilación interna necesaria que garantice que no se forme condensación.

Tendrá las protecciones:

- Interruptor automático general omnipolar.
- Interruptor automático omnipolar para proteger cada inversor.
- Interruptor diferencial para proteger cada inversor Tipo A y 300mA.
- Protección de sobretensiones. Se instalará una protección de sobretensiones trifásica Tipo 2,

En la siguiente table se pueden ver las principales características eléctricas del cuadro de protección:

Principales características del cuadro de mando de protección	
Tensión asignada	400 V
Frecuencia asignada	50 Hz
Tensión asignada aislamiento	500 V
Tensión asignada soportada al impulso	8 kV

Tabla 9. Características del cuadro de mando de protección.

Los elementos de protección y conexión cumplirán con la normativa ITC BT 13 y estarán homologados para su uso en AC.

1.6.4 Identificación de conductores

Para identificar con facilidad a los conductores se utilizarán distintos colores en los aislamientos.

Para la parte continua:

- Polo positivo: Diferente de negro y amarillo-verde.
- Polo negativo: Negro.

- Protección: Amarillo-verde.
- En el caso de que todos los conductores de la parte de continua sean del mismo color se puede usar otro código de colores:
 - Polo positivo: Termo retráctil o cinta aislante en cada extremo del conductor de color marrón.
 - Polo negativo: Termo retráctil o cinta aislante en cada extremo del conductor de color azul
 - Cable de protección: Cinta aislante en cada extremo del conductor de color amarillo verde.

Para la parte de alterna:

- Neutro: Azul claro.
- Fase: Marrón, gris o negro.
- Protección: Amarillo-verde.
- En el caso de que todos los conductores de la parte de continua sean del mismo color se puede usar otro código de colores:
 - Cable de protección: Cinta aislante en cada extremo del conductor de color Amarillo verde.

1.6.5 Subdivisión de las instalaciones

El objetivo de subdividir la instalación es evitar que averías o ciertos problemas afecten a toda la instalación, las instalaciones se subdividirán de forma que:

- Se eviten las interrupciones innecesarias de todo el circuito y de esta forma se puede limitar las consecuencias de un fallo.
- Se puedan realizar de forma más sencilla las verificaciones, ensayos y mantenimientos.

1.6.6 Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica

Para la presente instalación los valores mínimos de resistencia y aislamiento serán los siguientes:

Tensión nominal de la instalación	Tensión ensayo corriente continua (V)	Resistencia de aislamiento (MΩ)
MBTS o MBTP	250	≥0,25
≤500 V	500	≥0,50
> 500 V	1000	≥1,00

Tabla 10. Resistencias mínimas de aislamiento.

1.6.7 Conexiones

Las conexiones se realizarán mediante bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión, también podría emplearse el uso de bridas de conexión. Dichas conexiones deberán realizarse en el interior de cajas de empalme y/o de derivación estancas.

En el caso de conductores de varios alambres cableados, las conexiones serán ejecutadas de modo que la corriente se reparta por todos los alambres componentes.

Para la parte de la instalación que se ubique a la intemperie sistemas con protección contra proyecciones de agua, IP64.

Cuando se trata de tomas de corriente, aparatos de mando y protección, estos no se situarán en locales mojados, y en el caso de que no fuese viable, serán protegidos contra las proyecciones de agua, grado de protección IP64. En este caso, sus cubiertas y las partes accesibles de los órganos de accionamiento no serán metálicas.

1.6.8 Sistema de puesta a tierra

En la instalación, el sistema de puesta a tierra deberá seguir:

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto – REBT y sus ITC (ITC-BT).

Según lo especificado en el artículo 12 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se llevará a cabo de manera que las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora no se vean alteradas, garantizando que a la red de distribución no se produzcan transferencias de defectos. De este modo, las masas de la instalación fotovoltaica se conectarán a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora conforme al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

A su vez, las masas de la instalación fotovoltaica se conectarán a la toma de puesta a tierra de la instalación existente.

De acuerdo al Reglamento de Baja Tensión en la ITC-BT-18, las prescripciones generales de los conductores de protección se pueden observar en la siguiente tabla:

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

Tabla 11. Prescripciones generales de los conductores de protección.

En caso de que al realizar los cálculos se obtengan conductores no normalizados, se emplearán los que cumplan con la medida inmediatamente superior. Para los conductores enterrados se debe cumplir lo mostrado en la siguiente tabla:

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado anterior	16 mm ² de Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
*La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Tabla 12. Prescripciones generales para conductores enterrados.

Para cumplir con lo especificado previamente en las tablas de este apartado, los conductores del circuito a tierra deberán empelar las siguientes secciones:

- Sección del conductor de puesta a tierra de 16 mm²
 - Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
 - Red de tierras del inversor.
- Sección del conductor de puesta a tierra de 120 mm²
 - Red de tierras para cuadro de protección de alterna.

Estos conductores estarán protegidos contra contactos directos e indirectos utilizando aislamiento de clase II o aislamiento doble. La parte de la instalación correspondiente a corriente alterna contará con una toma de tierra independiente.

La puesta a tierra de la instalación, estará constituida por una red de conductor de cobre desnudo y asilado que conectará las partes metálicas de la instalación (la estructura de soporte de los módulos, los marcos de los paneles o la carcasa del inversor). La tierra de la instalación de suministro eléctrico no debe coincidir con la de la instalación fotovoltaica y estará protegida frente a la corrosión galvánica.

La instalación fotovoltaica se conectará a la puesta a tierra del complejo mediante conductor aislado. Además, se debe comprobar que no se pueden producir por cualquier masa tensiones de contacto superiores a 24 V.

1.6.9 Medidas de protección

Contactos directos

Se deben proteger a las personal contra contactos con las partes activas de los materiales eléctricos, de acuerdo al ITC-BT-24.

Esta protección se lleva a cabo mediante el uso de conductores aislados 0,6/1 kV, el alejamiento de las partes activas, el entubado de los cables, y los conectores multicontacto. Además, los conductores tendrán la protección mecánica requerida para proteger los cables frente a golpes, ángulos, cambios bruscos de dirección, deterioro y agentes ambientales como la radiación solar o la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP54.

Para proteger las partes activas se empleará:

- Protección por aislamiento de las partes activas. Todas las partes activas de la instalación fotovoltaica están protegidas con aislamiento:
 - En los módulos fotovoltaicos las bornas de conexión están dentro de las cajas de conexión en la parte trasera de cada módulo, con la tapa fijada y el interior relleno de resina.
 - El cable utilizado es el especial para instalaciones de energía solar para exterior, con aislamiento 0,6/1 kV (1500Vcc) y protección contra los rayos ultravioleta.
 - Las conexiones entre módulos se realizan mediante enchufes rápidos tipo multicontacto macho-hembra con protección IP67, que son intrínsecamente seguro, evitando posibles contactos directos del operario durante su instalación.
- Protección por medio de barreras o envolventes. Todas las partes activas están situadas en el interior de una envolvente:

- Cuadros eléctricos de protección: todas las conexiones y protecciones (magnetotérmico, diferencial, protección de sobretensiones, fusibles, seccionadores) se encuentran en el interior de una envolvente.
- Inversores: todas las conexiones y protecciones se encuentran en el interior de una envolvente con una IP65.
- Circuitos eléctricos: los circuitos eléctricos en corriente continua estarán protegidos, y discurrirán por bandeja metálica.
- Las envolventes de los cuadros serán de clase II y será necesaria una herramienta o llave para abrirlas.

Contactos indirectos

A la instalación interior de la nave se conectará la instalación fotovoltaica a 400 V en baja tensión. Esta instalación dispone de un esquema de distribución de energía TT, lo que implica que todas las masas de los equipos eléctricos, que se encuentran protegidos por el mismo dispositivo, tienen que estar interconectadas y unidas mediante un conductor de protección a la misma toma de tierra.

Para sistema de puesta a tierra con esquema TT, se emplearán los dispositivos de protección siguientes de acuerdo a la ITC-BT-24:

- Protección por corte automático de la alimentación:
 - Dispositivos de protección de corriente diferencia-residual.
 - Dispositivos de protección de máxima corriente, como fusibles, interruptores automáticos. Estos dispositivos únicamente se pueden emplear cuando la suma de resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas es inferior a 0.2Ω .
- Protección por empleo de equipos clase II:
 - Uso de equipos con un aislamiento doble o reforzado, clase II (módulos fotovoltaicos e inversores).
 - Las envolventes del cuadro eléctrico deben ser de clase II y será imprescindible una llave o herramienta para abrirlas.

1.7 Gestión de residuos

Por el Real Decreto RD 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción, se lleva a cabo el siguiente estudio en el cual se realiza una estimación de la generación de residuos prevista en la construcción de la instalación.

Estimación de las cantidades de residuos a generar y gestión

De acuerdo a la Lista Europea de Residuos (LER) (Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que son publicados las operaciones de valoración y eliminación de residuos y la lista europea de residuos), existen un código de seis cifras denominados códigos LER por el que se clasifican los residuos.

En este sentido para obras de proyectos fotovoltaicos, los principales residuos generados son la capa tierra vegetal retirada, la limpieza de cubetas de hormigón, restos de ferralla y tierras limpias.

Como se ha comentado anteriormente, existe un código de 6 cifras, a continuación, se enumeran los residuos de acuerdo a este código:

- Estimación de residuos vegetales
 - 02 01 07. Residuos de silvicultura, no se prevén.
- Estimación de residuos de tierras y pétreos procedentes de excavación. Son residuos generados en el transcurso de las obras, siendo resultado de los sobrantes de excavación de los movimientos de tierra generados en las mismas. Así, se trata de las tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación.
 - 17 05 04. Tierras limpias y materiales pétreos, no se prevén.
- Estimación de residuos inertes de naturaleza pétreo resultantes de la ejecución de la obra (ni tierras, ni pétreos de la excavación).

Se consideran residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción relativos a la obra civil, tales como gravas, arenas, restos de hormigones y bloques de hormigón, ladrillos y mezclas de los mismos, entre otros.

- 17 01 01. Hormigón, no se prevén.
- 17.01.02. Ladrillos, no se prevén.
- 17.09.04. Residuos mezclados de construcción que no contengan sustancias peligrosas, no se prevén.
- Estimación de residuos de naturaleza no pétreo resultantes de la ejecución de la obra.

La mayor parte de estos residuos tienen naturaleza inerte y reciclable, tales como la madera, metales, vidrio, papel. También se consideran otros que son enviados a vertedero o planta de tratamiento

- 17 02 01. Madera, puede generarse por su presencia en palés de entrega de equipos, son reciclables y serán retirados por un gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo que no genera ningún residuo.
- 17 02 03. Plásticos, tubos de PVC, puede generarse de todas formas será retirado por un gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo que no genera ningún residuo.
- 17 04 05. Hierro y acero, en el caso de generarse procedente de restos de estructura durante el montaje que deban ser sustituidas, así como resto de ferrallas, etc., será retirado por un gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.
- 17 04 11. Cables sin sustancias peligrosas, podrían generarse de todos modos serán retirados por un gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo cual no genera ningún residuo.
- 16 02 14. Módulos fotovoltaicos, los módulos se consideran residuos no peligrosos y son tratados como componentes eléctricos. Durante su almacenaje e instalación pueden producirse roturas dando lugar a la sustitución y retirada de los mismos. En este caso serán retirados por gestor un autorizado para su posterior reciclaje, por lo que no genera ningún residuo.
- Otros residuos peligrosos, en este segmento se agrupan los residuos que pueden tratarse como urbanos y los que tienen un potencial peligroso como:
 - 15.02.02. Absorbentes contaminados, no se prevén.
 - 12.01.12. Ceras y grasas, no se prevén.
- Otros residuos no peligrosos.
 - 20 01 01. Papel y cartón, se genera por los embalajes de materiales y equipos. En este caso serán retirados por un gestor autorizado para su posterior reciclaje, por lo que no generan ningún residuo.
 - 20 01 39. Plásticos, se genera por los embalajes de materiales y equipos. En este caso será retirado por un gestor autorizado para su posterior revalorización, por lo que no generan ningún residuo.

- 20.03.01. Residuos sólidos urbanos (RSU) o asimilables a urbanos, se generan mayormente por la actividad en vestuarios, casetas de obra, etc., no se prevén.
- 20.03.04. Lodos procedentes de baños químicos y de fosa séptica estanca, no se prevén.

En la siguiente tabla se puede observar un resumen con las cantidades de materiales generados que se prevén y sus correspondientes destinos:

Código LER	Grupo	Residuo	Cantidad estimada	Destino
02.01.07	RnoP	Hormigón	0 T	Planta reciclaje RCD / veradero RCD
17.05.04	RnoP	Ladrillos	0 T	Planta reciclaje RCD / veradero RCD
17.09.04	RnoP	Residuos mezclados de construcción	0 T	Planta reciclaje RCD / veradero RCD
17.02.01	RnoP	Madera	0.3 T	Valoración en planta de reciclaje
17.02.03	RnoP	Plásticos, tubos PVC	0.001 T	Valoración en planta de reciclaje
17.04.05	RnoP	Hierro y acero	0 T	Valoración en planta de reciclaje
17.04.11	RnoP	Cables	0 T	Valoración en planta de reciclaje
16.02.14	RnoP	Módulos fotovoltaicos	0 T	Valoración en planta de reciclaje
15.02.02	RP	Absorbentes y trapos contaminados valorizables	0 T	Gestor autorizado
15.01.10	RP	Envases contaminantes	0 T	Gestor autorizado
20.01.01	RnoP	Restos de papel y cartón valorizables	0.05 T	Valorización en planta de reciclaje
20.01.39	RnoP	Resto de plástico y envases no contaminados valorizables	0.01 T	Valorización en planta de reciclaje
20.03.01	RnoP	Residuos urbanos	0 T	Planta de tratamiento / Vertedero
20.03.04	RnoP	Lodos procedentes de baños químicos y de fosa séptica estanca	0 T	Gestor autorizado

Tabla 13. Residuos generados.

Todos los residuos que se vayan generando se almacenarán en la obra según su tipo, por ejemplo, los no peligrosos se guardarán en contenedores metálicos o en sacos, además también se almacenarán en contenedores o sacos los residuos valorizables como metales o maderas para llevar a cabo su gestión de manera más sencilla.

Los contenedores o sacos empelados deberán estar identificados según el residuo que contengan, además también deben etiquetarse con el titular del contenedor, su razón social, su código de identificación fiscal, además del número de inscripción en el registro de transportistas de residuos. El responsable de la obra se hará cargo de que en estos contenedores o sacos solo se almacene residuos de la misma.

En cuanto a los residuos sólidos urbanos (RSU) se almacenarán en contenedores específicos, los cuales estarán ubicados donde determine la normativa municipal.

Para aquellos residuos cuyo destino sea el vertedero autorizado trasladados y gestionados de acuerdo a la legislación.

En caso de que se generen residuos peligrosos se guardarán en recipientes cerrados y señalizados, bajo cubierto, de acuerdo a la legislación específica de residuos peligrosos, es decir, serán almacenados en envases convenientemente identificados mediante un etiquetado donde deberá aparecer el nombre del residuo, código LER, nombre y dirección del producto y pictograma de peligro. Estos residuos peligrosos se gestionarán mediante un gestor autorizado.

1.8 Medidas para la prevención de residuos en la obra

Las medidas de prevención de residuos están diseñadas para llevar a cabo la ejecución de las obras de la forma más sostenible posible fomentando la prevención de la generación de residuos, su reutilización, reciclado y otras formas de valorización. Estas medidas serán aplicadas en las distintas actividades de las obras:

- Adquisición de materiales
- Comienzo de la obra
- Puesta en obra
- Almacenamiento en obra

Se describen a continuación cada una de estas medidas.

Medidas para minimizar la compra de materiales

- Se llevará a cabo la compra de material ajustada a los cálculos de la obra para evitar los excedentes al finalizar.
- Se pedirá a los proveedores que reduzcan en la medida de lo posible la cantidad de embalajes, renunciando a los aspectos decorativos superfluos.
- Se abogará por la adquisición de materiales reciclables frente a otros con las mismas características, pero de difícil o imposible reciclado.
- El suministro de los elementos metálicos y sus aleaciones, se realizará con las cantidades mínimas y estrictamente necesarias para la ejecución de las obras.
- Se tratará de adquirir los materiales para su llegada justo cuando se requieran en la obra para reducir los plazos de almacenamiento y con ello que se estropeen.

Medidas de minimización en el comienzo de las obras

- Se llevará a cabo una planificación exhaustiva previa al comienzo de las excavaciones para reducir la cantidad de sobrantes y hacer posible la reutilización de la tierra en la propia obra o su asiento en lugares cercanos.
- Se guardarán unas zonas específicas para el almacenamiento de tierras y de movimiento de maquinaria para no ocasionar compactaciones excesivas del terreno.

- Se contará con personal que disponga de una formación adecuada respecto a la identificación, reducción y manejo adecuado de los residuos generados según su tipo.

Medidas de minimización en la puesta en obra

- Si resultan necesarias las excavaciones, éstas se ajustarán a las dimensiones específicas del proyecto, atendiendo a las cotas marcadas en los planos constructivos.
- Si se producen sobrantes de hormigón se utilizarán en las partes de la obra que se prevea para estos casos como hormigón de limpieza, bases, rellenos, etc.
- Se procederá a vaciar de forma completa los recipientes que contengan los productos antes de su limpieza o eliminación, especialmente si se trata de residuos peligrosos.
- Se procurará elaborar los productos en taller frente a los realizados en la propia obra, que normalmente generan mayor cantidad de residuos.
- Se evitará el deterioro de aquellos envases o soportes de materiales que puedan ser reutilizados como los palés, para poder ser devueltos al proveedor.
- Se evitará la producción de residuos de naturaleza pétreo (grava, hormigón, arena, etc.).
- Los medios auxiliares y embalajes de madera procederán de madera recuperada y serán empelados el máximo número posible de veces, hasta que ya no se pueda más. En ese momento se separarán para su reciclaje o tratamiento posterior y se mantendrán en otra ubicación diferente a la del resto de residuos para que no se contaminen.
- Los encofrados serán reutilizados tantas veces como sea posible.
- Los perfiles y barras de las armaduras deben de llegar a la obra preparadas para su colocación, es decir, dobladas y montadas. Por lo tanto, se disminuirá la generación de residuos de obra.
- Se favorecerá la recogida por parte del proveedor del material de los embalajes y los plásticos. De todas formas, no se debe quitar el embalaje de los productos hasta que no vayan a ser utilizados, y después de usarlos, se guardarán inmediatamente.

Medidas de minimización del almacenamiento en obra

- Se almacenarán los materiales de manera adecuada evitando así, su deterioro y transformación en residuo.
- Se ubicará un espacio como zona de corte para evitar dispersión de residuos y aprovechar, siempre que sea posible, los restos de ladrillos, cementos, etc.
- Se señalizarán correctamente las zonas asignadas para el almacenamiento de residuos.
- Se efectuará una clasificación correcta de los residuos de acuerdo al estudio y plan previo de gestión de residuos.
- Se vigilará el adecuado almacenamiento y la gestión de los residuos.

2 Cálculos justificativos

2.1 Diseño de la instalación solar fotovoltaica

La instalación está constituida por los siguientes equipos:

Datos generales de la planta solar fotovoltaica	
Potencia pico	255 kW _{dc}
Potencia nominal	200 kW _{ac} a 25º
Fabricante de los módulos	Canadian Solar
Modelo de los módulos	CS7L – 580MS
Potencia de los módulos	580 W
Número de módulos	440
Fabricante del inversor	HUAWEI
Modelo del inversor	SUN2000 100KTL-M1
Potencia del inversor	100 kW
Número de inversores	2 ud

Tabla 14. Datos generales de la instalación.

Con respecto a los inversores, sus características son las siguientes:

Características del inversor	
Marca	HUAWEI
Modelo	SUN2000 100KTL-M1
Int. nominal entrada (A)	26
Int. máxima entrada (A)	40
Nº Entradas	20 (10 MPPT)
Rango voltaje MPP Min (V)	200
Rango voltaje MPP Max (V)	1000
Voltaje máximo Voc (V)	1000
Potencia nominal (kW)	100
Potencia máxima (kW)	110
Int. nominal salida (A)	144,4
Int. máxima salida (A)	160,4
Tensión (V)	400
Frecuencia (Hz)	50-60
Eficiencia máxima (%)	98,6

Eficiencia europea (%)	98,4
------------------------	------

Tabla 15. Características del inversor.

Con respecto a los módulos fotovoltaicos, sus características son las siguientes:

Características del módulo fotovoltaico	
Marca	Canadian Solar
Modelo	CS7L-580MS
P_{max} (W)	580
I_{sc} (A)	18,27
I_{mpp} (A)	17,02
V_{mpp} (V)	34,1
V_{oc} (V)	40,5
Coef. Intensidad (mA/°C)	0.05%
Coef. Voltaje (mV/°C)	-0.26%
Coef. Potencia (%/°C)	-0.34%
TONC (°C)	41
V_{max} Sistema (V)	1500
Longitud (mm)	2172
Anchura (mm)	1303
Espesor (mm)	35
Peso (kg)	31

Tabla 16. Características del módulo fotovoltaico.

Una vez se tienen definidas las características principales, a continuación, se muestra la configuración de la instalación que se va a llevar a cabo sobre la cubierta:

Configuración de la instalación		
Inversor	INV1	INV2
Nº módulos FV por serie	22	22
Nº de <i>strings</i>	10	10
Nº MPPT inversor	10	10
Nº módulos FV por inversor	220	220
Potencia nominal AC (kW)	100	100
Potencia pico (kWp)	127,6	127,6
Ratio DC/AC	1,276	1,276

Tabla 17. Configuración de la instalación.

Además, también se debe comprobar que la configuración de los módulos en serie para el *string* (serán todos iguales) en función de los valores de límite de temperatura y radiaciones medias de la zona donde se va a ejecutar la instalación, se hayan dentro del rango de tensiones admisibles proporcionadas por el fabricante del inversor.

Para ello, se tendrá en cuenta que con el incremento de temperatura se producirá una disminución de la tensión mínima admisible a la entrada del inversor. Del mismo modo, si la temperatura disminuye se produce el caso contrario, aumentando la tensión generada por el campo fotovoltaico, lo que provocaría que la tensión a circuito abierto, V_{oc} del *string*, no supere la tensión máxima de entrada del inversor.

Comprobación tensión en circuito abierto de la rama o generador fotovoltaico (V_{oc})

La tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico. Que debe ser menor que la tensión máxima admisible del inversor al que se conecta.

Se calculará utilizando la siguiente expresión con una tensión a circuito abierto de 40,5 V en condiciones estándar de laboratorio (25 °C), siendo la -5 °C a la temperatura a la que se quiere calcular la tensión. Además, se empleará un coeficiente de temperatura para el voltaje de -0,26 %/°C.

$$V_{oc} = V_{oc}' * (1 + \beta * (T_c - T_c'))$$

Cálculo de la tensión en vacío	
Nº módulos en serie	22
Tensión de circuito abierto (a 25°C)	891 V
Tensión de circuito abierto (a -5°C)	960,5 V

Tabla 18. Cálculo tensión en vacío.

Comprobación tensión en vacío en inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1			
	Rango de operación del inversor	Resultados	
V_{oc} (-5°C) 22 módulos	1100 V_{cc} >	960,5 V	Válido

Tabla 19. Comprobación de la tensión en vacío.

Con los resultados obtenidos se observa que a menor temperatura es mayor la tensión a circuito abierto obtenida. Mediante esta comprobación se confirma que con esta configuración la tensión en circuito abierto del *string* es menor que el valor máximo admisible de tensión en el inversor (1100 V).

Comprobación intensidad de cortocircuito de la rama o generador fotovoltaico (I_{sc})

La intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico a 1200 W/m² tiene que ser inferior a la intensidad de cortocircuito máxima admisible por el inversor al que se conecta:

$$I_{SC} = I_{sc}' * \frac{G}{G'}$$

Para dicha fórmula, la intensidad de cortocircuito en condiciones de laboratorio es de 18,27 A con una irradiancia de 1000 W/m².

En esta instalación solar fotovoltaica se conectarán dos *strings* a cada MPPT. La intensidad de cortocircuito para el módulo seleccionado es de 21,92 A.

Comprobación intensidad de cortocircuito en inversor HUAWEI SUN2000 60KTL -M0			
	Intensidad máxima CC por MPP	Resultados	
IMPPT PV	26 A >	21,92 A	Válido

Tabla 20. Comprobación de la intensidad de cortocircuito.

Mediante esta comprobación se confirma que, con esta configuración, la intensidad en cortocircuito es menor que la de intensidad de cortocircuito máxima admisible en cada entrada MPPT del inversor.

Disponibilidad del recurso solar.

Una vez realizadas las comprobaciones, los cálculos de producción se obtienen a partir de los valores de radiación solar de la localización de la instalación (datos obtenidos de la base de datos de PVSYST).

Mes	Radiación Global Horizontal	Radiación Global Inclinada	Tª ambiente
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C
Enero	43.1	49.4	8.15
Febrero	61.1	68.5	5.47
Marzo	145	160	10.2
Abril	132.9	138.4	10.52
Mayo	205.8	210.3	14.85
Junio	201.4	203.4	17.07
Julio	211	214.6	18.49
Agosto	203.6	212.1	21.25
Septiembre	151.8	164.2	17.96
Octubre	105.5	118.9	13.99
Noviembre	56.2	64.9	11.13
Diciembre	44.9	53.5	7.96
Anual	1562.2	1658	
Media	130.18	138.17	13.14

Tabla 21. Recurso solar.

PVSYST proporciona datos de irradiación horaria (de todos los días del año) sobre superficie horizontal G_{dm} (0) en Wh/m² y también los datos de radiación horaria sobre la superficie del módulo (kWh/m²). A partir de estos, se obtiene el valor mensual y anual medio de irradiación diaria sobre el plano del generador G_{dm} (α , β) en kWh/ (m²·día), siendo α el azimut y β la inclinación del módulo.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	43.1	27.26	8.15	49.4	46.0	11237	11057	0.878
February	61.1	35.50	5.47	68.5	63.9	15670	15425	0.882
March	145.0	44.68	10.20	160.0	151.2	35209	34547	0.846
April	132.9	67.16	10.52	138.4	130.9	30770	30213	0.856
May	205.8	68.47	14.85	210.3	199.6	45312	44393	0.827
June	201.4	76.35	17.07	203.4	192.9	43632	42755	0.824
July	211.0	74.05	18.49	214.6	203.8	45681	44747	0.817
August	203.6	57.22	21.25	212.1	201.6	44463	43525	0.804
September	151.8	49.60	17.96	164.2	155.1	35136	34447	0.822
October	105.5	44.49	13.99	118.9	111.8	26104	25641	0.845
November	56.2	31.15	11.13	64.9	60.5	14508	14275	0.861
December	44.9	25.78	7.96	53.5	49.5	12127	11939	0.875
Year	1562.2	601.72	13.14	1658.0	1566.8	359847	352964	0.834

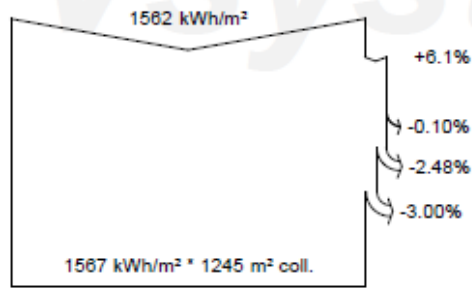
Ilustración 7. Balance energético.

Perdidas.

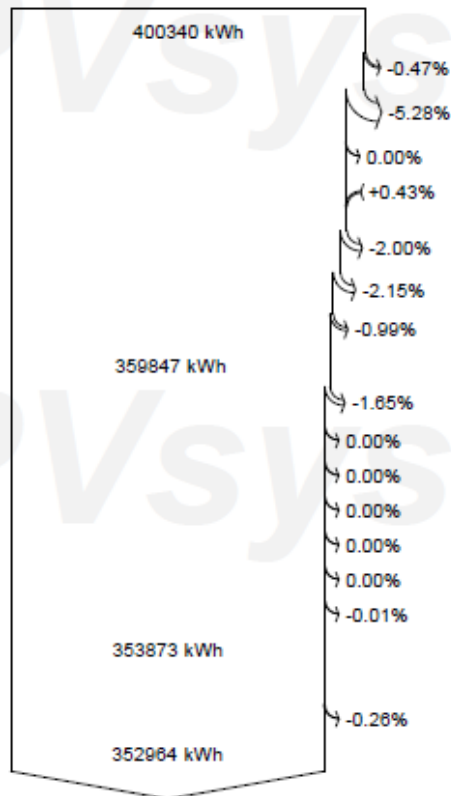
El Performance Ratio (PR) representa la eficiencia de la transformación de la energía solar en eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Esta ratio, incluye las pérdidas de energía en baja tensión (BT) hasta el contador (no incluyendo la falta de disponibilidad de la Planta ni su autoconsumo, tampoco incluye la degradación de los paneles ni demás componentes electromecánicos).

El PR engloba pérdidas como las que dependen del diseño de la instalación y los equipos que la constituyen.

El rendimiento energético de la instalación o “performance ratio” (PR), se calcula a partir de todas las pérdidas del sistema por reflexión, por *mismatch* o acoplamiento, polvo o suciedad de los módulos, por desviaciones de fabricación, dependencia de la eficiencia en función de la temperatura, las pérdidas óhmicas en el cableado, por las pérdidas por error en el seguimiento de MPPT, por eficiencia energética del inversor y por sombreado.



efficiency at STC = 20.52%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss detailed module calc.

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

Energy injected into grid

Cálculo de la producción y del PR

Aunque se ha calculado mediante el software PVSYS, la estimación de la energía inyectada (kWh/día), también se puede calcular mediante la ecuación que se puede contemplar a continuación:

$$E_p = [GDM(\alpha, \beta) * P_{mp} + PR] / GCEM$$

Donde:

- **Gdm** (α , β) = valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano generador en kWh/(m²·día).
- **Pmp**= Potencia pico del generador.
- **PR** = Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio".
- **GCEM**= 1 kW/m² en Condiciones Standard de Medida.

En la siguiente tabla se observa la producción de energía que se obtiene a partir de la simulación realizada con PVSYST.

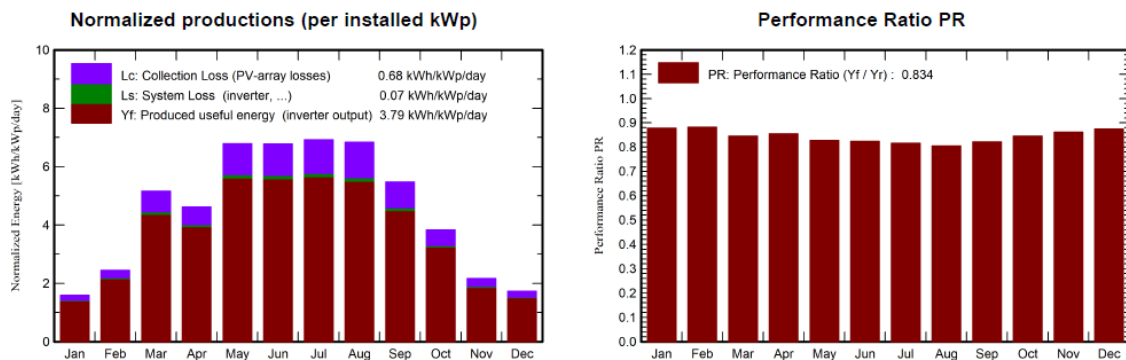


Ilustración 8. Producción y ratio PR.

2.2 Cálculos eléctricos de la instalación fotovoltaica

La sección de los conductores se calcula en función de que el valor máximo de la caída de tensión no supere un 1.5 % para la intensidad nominal en el lado de corriente continua y otro 1.5% en el lado de corriente alterna. También se debe verificar que la máxima intensidad admisible de los conductores se encuentre asegurada en todo momento y no sea inferior al 125 % de la máxima intensidad admisible del conductor (cobre o aluminio) fijada por el fabricante en función del tipo de aislamiento y sistema de instalación (directamente enterrado, en suelo técnico, aire, etc.).

2.2.1 Selección del conductor del lado de la corriente continua

Para el lado de corriente continua el dimensionamiento de los cables se lleva a cabo siguiendo los criterios de intensidad de cortocircuito admisible, intensidad máxima admisible por calentamiento del cable y la caída de tensión, siendo el valor máximo de 1,5%.

Las secciones de los cables se eligen según los criterios:

- Intensidad de corto circuito.
- Intensidad admisible de los cables.
- Caída de tensión.

Criterio de la intensidad de cortocircuito

Este criterio se engloba dentro del de la intensidad admisible, ya que esta última calcula a partir de la intensidad de cortocircuito del módulo.

Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

La intensidad máxima que será conducida a través de cada serie se corresponde con la intensidad de cortocircuito del módulo, aplicando un incremento del 25% por motivos de seguridad. Además, esta intensidad deberá ser inferior que la intensidad máxima admisible del cable, que será corregida según la instalación de los conductores y las características del terreno de la siguiente forma:

$$I = I_S * G_1 * G_2 * G_3 * G_4 * G_5$$

Donde:

- I_S es la intensidad admisible estándar del cable, en A.
- G_1 es el factor de corrección por la profundidad del enterrado
- G_2 es el factor de corrección por la temperatura ambiente/del terreno.
- G_3 es el factor de corrección por la resistividad del terreno.
- G_4 es el factor de corrección por agrupamiento de los conductores.
- G_5 es el factor de corrección por la disposición de los cables en varias capas

Estos factores de corrección para baja tensión se definen en función de las fichas técnicas de los conductores que son proporcionadas por el Proveedor correspondiente. Si se llegara a estimar que estos datos no son suficientes o no se disponga de ellos, se empleará la Norma Internacional IEC 60364 – 5 – 52 *Low-voltage electrical installations*.

Utilizando este método y para una configuración donde los cables discurrirán en la cubierta por bandeja metálica hasta llegar a la sala técnica donde están los inversores. Para una I_{sc} del panel de 18,27 A y aplicando los factores de corrección, se obtiene una intensidad admisible de 42,4 A. en la tabla C de la Norma UNE-HD 60364-5-52 para el caso de una instalación “Tipo C” y el tipo de cable escogido (columna número 8), se obtiene una intensidad admisible de 54 A y sección del conductor de 10 mm².

Caída de tensión

La siguiente expresión corresponde al cálculo de la caída de tensión en líneas de corriente continua:

$$\Delta U = 2 * I * L / (\rho * S)$$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión, en V.
- I es la intensidad nominal, en A.
- L es la longitud del cable, en m.
- ρ es la conductividad del conductor, en m/($\Omega \cdot \text{mm}^2$).
- S es la sección del conductor, en mm².

El valor de la tensión inicial de las series se obtiene del voltaje de salida de una serie:

$$V_O = N^{\circ} \text{módulos} * V_{mpp}$$

En los proyectos se calcula un tramo por *string* lo que significa que para este proyecto se deberían calcular 20 tramos y ver que cada uno cumpla con la caída de tensión máxima del 1,5 %. En este caso como se desconocen las medidas exactas de los tramos, se realizarán los cálculos para tres medidas tipo.

Tramo	Fin de tramo	Número de string	Longitud (m)	Potencia (kW)	Intensidad nominal (A)	Intensidad de cortocircuito (A)	I _{cc} * 1,25	Tensión Inicial	Caída de tensión	Sección
Tramo 1	Inversor	1	100	12,76	17,02	18,27	22,84	750,2	11,253	9,22 mm ²
Tramo 2	Inversor	1	90	12,76	17,02	18,27	22,84	750,2	11,253	8,3 mm ²
Tramo 3	Inversor	1	80	12,76	17,02	18,27	22,84	750,2	11,253	7,38 mm ²

Tabla 22. Cálculos sección de cable,

Resultados del lado de corriente continua

Como resultado final se ha escogido 10 mm² de sección, lo cual satisface ambas metodologías para los casos más restrictivos. No obstante, en una instalación real, conociendo la longitud de los 20 tramos existentes, podríamos tener distintas secciones de cable con el fin ahorrar en material y reducir costes.

2.2.2 Selección del conductor del lado de corriente alterna

Mediante la siguiente fórmula, se calculará la sección del conductor del lado de la corriente continua:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I}{\Delta V}$$

Para ello, se han de emplear los siguientes datos:

- L = 20 m
- ρ (70 °C) = 0.021 mm²/m
- ΔV = 400 * 1,5 % (6 V).
- I_{max} = 160,4 A.

En este caso se realizan los cálculos para una longitud de ejemplo de 20 metros, obteniéndose una sección de 19,44 mm², siendo el calibre más próximo el de 21 mm².

3 Estudio de seguridad y salud

3.1 Plan de seguridad y salud

De acuerdo al Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, Ministerio de Presidencia (B.O.E. 256/97 de 25 octubre) sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud exigidas en las obras de construcción, se procede a desarrollar el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud para dar cumplimiento al Real Decreto.

3.2 Descripción de la obra

En este apartado se describen los trabajos ejecutados para la construcción de la instalación de paneles fotovoltaicos sobre cubierta. Este proceso se llevará a cabo de manera segura sin suponer peligro alguno para la seguridad constructiva de la marquesina y de los trabajadores.

Plazo de ejecución

Se estima que para llevar a cabo esta obra hasta su finalización serán requeridos 45 días laborables.

Personal de la obra

Para completar los trabajos será necesario contar con ocho operarios.

3.3 Elementos empleados en la obra

Unidades constructivas que componen la obra

Las unidades de obra que componen el desarrollo de la edificación proyectada son:

- Montaje electromecánico de paneles Fotovoltaicos y soporte para cables
- Instalación eléctrica asociada

Maquinaria

La maquinaria necesaria para la realización de la edificación proyectada es la siguiente:

- Grúa para la elevación de materiales
- Máquina elevadora para el acceso de los trabajadores a la cubierta.

Medios auxiliares

Los medios auxiliares a utilizar en la obra son:

- Mosquetones, arneses y anclajes de seguridad homologados.
- Ganchos, cables y eslingas.
- Tracteles.
- Andamios metálicos tubulares.
- Andamios de borriquetas.
- Escaleras de mano.
- Atornilladores eléctricos o de batería.
- Herramientas manuales.
- Multímetro.
- Medidor de aislamiento (megger).

1.4 Riesgos y medidas de protección

Riesgos en el montaje electromecánico de paneles fotovoltaicos y soporte para cables

Riesgos profesionales:

- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de personas a distinto nivel.
- Caídas de materiales empleados en los trabajos.
- Cortes o atrapamientos de manos y pies por manejo de estructura metálica.
- Cortes por manejo de máquinas - herramientas.
- Pisadas sobre objetos punzantes.

- Proyección de partículas por manejo de herramientas manuales y eléctricas.
- Sobreesfuerzos por manejo de cargas pesadas.
- Ruido excesivo.

Equipos de Protección individual:

- Uso obligatorio de casco de seguridad homologado.
- Calzado de seguridad clase I.
- Guantes de protección mecánica.
- Gafas de protección.
- Ropa de trabajo.
- Tapones para los oídos.
- Arnés y mosquetones para anclarse a línea de vida.

Protecciones colectivas y medidas de seguridad:

- Las zonas de trabajo se mantendrán en todo momento limpias y ordenadas.
- Se comprobará periódicamente el estado de los medios auxiliares empleados, especialmente los andamios, escaleras y línea de vida.
- Se cumplirán en todo momento las normas relativas a uso de andamios, de escaleras de mano, uso de herramientas manuales, etc....
- Se evitará acopiar materiales o herramientas cerca de los bordes de la cubierta o de las plataformas de trabajo.
- Se utilizarán los medios auxiliares adecuados para la realización de los trabajos.
- Nunca ejecutaran estos trabajos operarios solos.
- Se manejará con precaución las piezas de la estructura metálica, especialmente las más voluminosas, evitando siempre meter los dedos entre piezas o entre la pieza y la pared o el suelo.
- Siempre se evitará tener cualquier parte del cuerpo por debajo de las cargas pesadas, tanto de las suspendidas por maquinaria, como de las levantadas manualmente.
- A nivel de suelo se acotarán las áreas de trabajo y se colocarán señales de “Riesgo de caída de objetos” y “Peligro: Cargas suspendidas” a la subida de materiales a cubierta.
- Las zonas de trabajo dispondrán de una iluminación mínima general (natural o artificial) de 100-150 lux. Se evitará trabajar en niveles superpuestos.
- Se colocarán ganchos que puedan utilizarse, bien directamente o mediante cables (línea de vida), para el anclaje de los cinturones de seguridad o arneses.
- El acceso a la cubierta se realizará mediante pasarelas sólidas y seguras, o mediante una máquina elevadora apta para la elevación de personas.
- Se asegurará que la capacidad portante de la cubierta es suficiente y segura para el tránsito simultáneo de los trabajadores que vayan a trabajar sobre ella, más el peso de los materiales y herramientas, aplicando un coeficiente de seguridad de 1,4 de mayoración. También se realizará una inspección visual del estado de las vigas, correas y paneles de la cubierta, para detectar posibles grietas o malos ensamblajes.
- Los trabajos en la cubierta se suspenderán siempre que se presenten vientos fuertes que comprometan la estabilidad de los operarios y puedan desplazar los materiales, así como cuando se produzcan heladas, nevadas y lluvias que hacen deslizantes las superficies de la cubierta.
- Se emplearán tapones para los oídos cuando se usen atornilladoras de impacto sobre superficie metálica, siempre y cuando estas sobrepasen los niveles de ruido admisibles.

Instalación eléctrica asociada

Riesgos profesionales:

- Electrocución antes de la energización de la instalación.
- Electrocución después de la energización de la instalación
- Electrocución al conectar con el cuadro principal del edificio.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de personas a distinto nivel.
- Caídas de materiales empleados en los trabajos.
- Cortes por manejo de máquinas-herramienta.

Protecciones individuales:

- Uso obligatorio de casco de seguridad homologado.
- Calzado de seguridad aislante.
- Guantes para trabajos eléctricos.
- Gafas de protección.
- Ropa de trabajo.
- Arnés y mosquetones para anclarse a línea de vida.

Protecciones colectivas y medidas de seguridad:

- La zona de trabajo estará limpia y ordenada.
- Se señalizarán las zonas de trabajo.
- Las conexiones se realizarán siempre sin tensión.
- Se comprobará el estado de las herramientas para evitar golpes y cortes.
- Se cumplirán en todo momento las normas relativas a uso de andamios, de escaleras de mano, uso de herramientas manuales, etc....
- No se realizarán pruebas con tensión hasta que no se haya comprobado el acabado de la instalación eléctrica.
- No se emplearán aparatos de medida sin sus correspondientes certificados de calibración.
- No se energizará ningún elemento de la instalación hasta no finalizar su instalación completamente.
- No se colocarán los terminales del final de *string* hasta que se vaya a energizar, para evitar una posible energización accidental del cuadro.
- Se señalizará adecuadamente cualquier parte de la instalación que quede energizada.
- Se seguirán “las cinco reglas de oro” para desconectar la instalación principal del edificio: Desconectar, prevenir cualquier posible realimentación, verificar la ausencia de tensión, poner a tierra y en cortocircuito si fuese necesario, y proteger frente a elementos próximos en tensión y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.
- Para re - energizar la instalación se retirará toda la señalización adicional del área de trabajo, se comprobará que no queda nadie trabajando en la instalación, se retirará la puesta a tierra y en cortocircuito en su caso, y se cerrarán los circuitos para reponer la tensión.

Seguridad de las instalaciones provisionales y maquinaria

Este Capítulo hace referencia a la pequeña maquinaria y herramientas que sean necesarias para la ejecución de la obra:

Instalación eléctrica:

La toma de corriente se llevará a cabo del cuadro existente en la finca que posea los suficientes elementos de protección y aislamiento. Así mismo deberá cumplir las siguientes condiciones técnicas:

- Las mangueras no serán pisadas ni pasarán por charcos.
- Los aparatos portátiles serán estancos al agua y convenientemente aislados.
- Se revisará periódicamente (semanalmente) toda la instalación.

Herramientas manuales:

En este grupo se incluyen, para esta obra, únicamente aquellas herramientas manuales portátiles que sean necesarias para un determinado trabajo puntual, en concreto a taladros para disponer anclajes, atornilladoras, amoladoras, pulidoras, remachadoras, y caladoras.

Riesgos más frecuentes:

- Descargas eléctricas.
- Proyección de partículas.
- Caídas de altura.
- Ambiente ruidoso.
- Generación de polvo.
- Explosiones e incendios.
- Cortes en extremidades.

Protecciones individuales:

- Casco homologado.
- Guantes de cuero.
- Mascarillas con filtro y gafas antipartículas.
- Protecciones auditivas.
- Cinturón de seguridad para trabajos en altura.
- Botas o calzado de seguridad.
- Cinturón portaherramientas.
- Guantes impermeables de agua.
- Ropa de trabajo.
- Traje de agua (impermeable).
- Pantalla de soldador.
- Botas y guantes aislantes (electricidad).

Protecciones colectivas:

- Zonas de trabajo limpias y ordenadas.
- Mangueras de alimentación de herramientas en buen estado.

Normas básicas de seguridad:

- Todas las herramientas eléctricas estarán dotadas del doble aislamiento de seguridad.
- Selección de la herramienta correcta para el trabajo a realizar.
- El personal que las utilice deberá conocer las instrucciones de uso.
- Estarán acopiadas en almacén de obra, llevándolas al mismo al finalizar los trabajos.
- No se usará herramienta eléctrica sin enchufe.
- Si hubiera que emplear mangueras de extensión estas se harán de la herramienta al enchufe y nunca viceversa.

- Los trabajos con herramientas se harán siempre sobre una superficie de trabajo adecuada en posición estable.

Riesgos de daños a terceros y medidas de protección

- Caídas de personas.
- Caídas de materiales.
- Interferencias por descargas.

Medidas de protección:

- Cercado de la fachada a vía pública mediante cerramiento de obra con valla metálica.
- Señalizar las entradas y límites de la obra.

Instalación contra incendios

Las causas que propician la aparición de un incendio en un edificio en construcción no son distintas de las que se generan en otro lugar: existencia de una fuente de ignición (fuego, braseros, energía solar, trabajos de soldadura, conexiones eléctricas, cigarrillos, etc.) junto a una sustancia combustible (encofrados de madera, carburante, pinturas, barnices, etc.) puesto que el comburente (oxígeno) está presente en todos los casos.

Por todo ello, se realizará una revisión periódica de la instalación eléctrica, así como el correcto acopio de las sustancias combustibles con los envases perfectamente cerrados e identificados, a lo largo de la duración de la obra, situando este acopio en la planta baja, almacenando en las plantas superiores los materiales de cerámica, sanitarios, etc.

Los medios de extinción serán los siguientes: extintores portátiles, instalados en los acopios de los líquidos inflamables, junto al cuadro general de electricidad y en el almacén de las herramientas. Así mismo se deben tener en cuenta otros medios de extinción, tales como el agua, la arena, herramientas de uso común (palas, rastrillos, picos, etc.).

Los caminos de evacuación estarán libres de obstáculos; de aquí la importancia del orden y limpieza de todos los tajos y fundamentalmente en las escaleras del edificio. Existirá una adecuada señalización, indicando los lugares de prohibición de fumar, situación del extintor, camino de evacuación, etc.

Todas estas medidas han sido consideradas para que el personal extinga el fuego en la fase inicial, si es posible, o disminuya sus efectos, hasta la llegada de los bomberos, los cuales serán avisados inmediatamente en todos los casos.

3.5 Formación

Todo el personal recibirá, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que esto pudiera entrañar, junto con las medidas de seguridad que se deberán emplear.

Se dará a los trabajadores la información de cómo proceder en caso de una emergencia.

3.6 Prevención y primeros auxilios

Instalaciones provisionales

De acuerdo con el Apartado 15 del Anexo 4 del R.D. 1627/97, la obra dispondrá de una dependencia en el propio edificio para utilizar como vestuario de los operarios, así como el correspondiente aseo que deberá contar con los necesarios aparatos sanitarios y agua corriente.

Primeros auxilios y asistencia sanitaria

De conformidad con lo dispuesto en el Apartado A3 del Anexo VI del R.D. 486/97, la obra dispondrá del material de primeros auxilios, y los datos de la asistencia sanitaria más próxima:

Primeros auxilios:

- Botiquín portátil en la obra.
- Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material necesario especificado en la ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Asistencia primaria:

- Se informará en la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (servicios propios, Mutuas Patronales, Ambulatorios, etc.) donde trasladar a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.
- Es muy conveniente disponer en la obra y en sitio bien visible una lista con los teléfonos y direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

Reconocimiento médico:

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo que asegure que está en buenas condiciones para desarrollar su actividad, que será repetido en el período de un año.

3.7 Normativa relacionada

Normas sobre reparación, mantenimiento y conservación de la obra

Para los trabajos que en su día se requieran, en la realización de este punto, se tomarán los sistemas técnicos adecuados para garantizar las condiciones de seguridad, teniendo en cuenta:

- Se aislará la zona de la obra a realizar, señalizándose o incluso dejando fuera de servicio las instalaciones o parte del edificio.

Los trabajos incluidos en este punto, se circunscribirán fundamentalmente, a los elementos siguientes:

- Limpieza y mantenimiento de módulos e instalación eléctrica en cubierta.
- Mantenimiento de inversores y cuadros eléctricos en el interior de la nave.
- En la instalación eléctrica, todos los trabajos serán realizados por instalador autorizado.
- Como norma general, el mantenimiento de la instalación, estará asesorado por técnico titulado competente, que las supervise y que se encargue del cumplimiento de la normativa legal en materia de prevención de dicha instalación.

- Todos los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento, cumplirán las disposiciones que sean de aplicación de la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Normativa de seguridad aplicable en la obra

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 de 14 de abril, sobre Manipulación de Cargas.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1980, Ley 32/1984, Ley 11/1994).

4 Desmantelamiento y restitución

4.1 Objetivo

Se redacta el presente estudio de desmantelamiento y restitución a fin de describir los trabajos necesarios para el desmantelamiento de la planta fotovoltaica para autoconsumo en la modalidad sin excedentes de 257,025 kW_{DC} descrita en el presente proyecto, conexión a la red eléctrica interior del cliente en baja tensión, y la restauración de las condiciones ambientales y paisajísticas oportunas para que los terrenos utilizados vuelvan a la situación anterior al establecimiento de la actividad.

4.2 Normativa aplicable

La normativa de aplicación para tener en cuenta en este documento de desmantelamiento en orden cronológico es la siguiente:

- Real Decreto 833/1988, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.
- Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.
- Real Decreto 106/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
- ORDEN FOM/1079/2006, de 9 de junio, por la que se aprueba la instrucción técnica urbanística relativa a las condiciones generales de instalación y autorización de las infraestructuras de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico.

4.3 Estado previo

La cubierta donde se pretende construir la planta fotovoltaica se encuentra actualmente libre con pocas o ninguna instalación existente.

4.4 Descripción de las obras de desmantelamiento

Desde el punto de vista del estudio de desmantelamiento, una instalación solar fotovoltaica se compone de los siguientes elementos:

- Estructuras metálicas ancladas en la cubierta.
- Módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino.
- Instalación eléctrica en corriente continua y corriente alterna
- Equipos electrónicos para la conversión de corriente continua a alterna.
- Equipos eléctricos de medida y protección.

Para ejecutar el desmantelamiento una instalación de autoconsumo conectada a red, se debe proceder a ejecutar las siguientes obras:

- Desmontaje y retirada de los módulos fotovoltaicos.
- Desmontaje y retirada de las estructuras de apoyo de dichos módulos.
- Retirada de los circuitos eléctricos e interconexión.
- Desmontaje del sistema de inversores.
- Restauración final.

4.5 Plan de desmantelamiento

Desmontaje de los módulos fotovoltaicos

En primer lugar, se procederá a desmontar los módulos fotovoltaicos de las estructuras soporte a las que están sujetos. Hay que tener en cuenta que están unidos por tornillería de seguridad en las cuatro esquinas de su marco y por pinzas de sujeción por lo que, una vez cortados los tornillos con un disco radial, por ejemplo, se abrirán las sujeciones y se extraerá el panel.

Una vez desmontados, para determinar su destino final, se tendrá en cuenta su estado de funcionamiento ya que normalmente nos encontraremos con módulos fotovoltaicos con una degradación del 20%, pero que producirán energía, en cualquier caso. En placas bajo estas condiciones, se procederá a almacenarlos para su reventa en instalaciones rurales donde los requerimientos de potencia y pérdidas son menores que en plantas de potencia de generación centralizada.

En caso de no ser posible su reutilización, serán transportados a la planta de reciclaje autorizada más próxima para la elaboración de nuevos módulos.

Desmontaje de las estructuras de soporte

Debido a que las estructuras están montadas a base de tornillería el proceso de retirada es muy simple.

Una vez los módulos desmontados, para el desmantelamiento de las estructuras metálicas se procede a desatornillar los perfiles y retirarlos hasta pie de nave. Los módulos fotovoltaicos serán desconectados, desarmados y se procederá con ellos según se explica en el inciso anterior.

Los perfiles metálicos que se obtienen se acopiarán y se cargarán en un camión con la ayuda de una carretilla elevadora y/o un camión grúa para que, posteriormente, sean trasladados a la gestora de residuos metálicos más próxima.

Desmontaje de los circuitos eléctricos

En la instalación eléctrica se puede considerar distintos tramos: un primer tramo de corriente continua desde la interconexión entre módulos con cables fijos a la estructura hasta los inversores, un segundo tramo en corriente alterna, desde inversores que se encuentran en las estructuras hasta el punto de interconexión.

Por lo tanto, primeramente, se procederá a la desconexión por corte del cableado de interconexión de módulos fotovoltaicos que ya se habrá realizado con el desmantelamiento de los módulos. Los cables se quitarán de la estructura soporte y se almacenarán en zona segura para su traslado.

Una vez realizado, se desmontarán los tramos enterrados mediante la excavación de las zanjas y los tramos instalados por bandeja en superficie. Posteriormente se sacarán los cables de su interior y se almacenarán al igual que los anteriores. Paralelamente, se recuperarán las cajas de conexiones, registros, arquetas y elementos auxiliares de las canalizaciones, así como el material

Los conductores se entregarán a un gestor autorizado de residuos eléctricos y electrónicos y el cobre será tratado como corresponde a cada residuo según su clasificación.

Los residuos metálicos se transportarán en camiones a vertederos autorizados o a otro emplazamiento para su posterior reciclado/reutilización.

Desmontaje de inversores

Para empezar, se desconectarán los inversores. Su retirada es muy simple. Para empezar, se desconectarán los inversores de las cajas de conexiones a las que vayan unidos. Seguidamente se descolgarán de los soportes mecánicos y después serán trasladados para su posterior utilización y, si ésta no es posible, se llevarán a vertedero autorizado.

Después se aislarán eléctricamente los transformadores eléctricos y, junto a los inversores, serán trasladados para su posterior utilización y, si ésta no es posible, se llevarán a vertedero autorizado.

Como los equipos son de grandes dimensiones, será necesaria la ayuda de una grúa para acopiarlos en el camión.

Restauración final

Realización de los trabajos correspondientes al sellado de la cubierta y retirada del cableado de interconexión al CGBT del cliente.

4.6 Reciclado y residuos no reciclables o tóxicos

Se debe tener en cuenta la posible reutilización de los elementos y materiales resultantes del desmantelamiento de la planta solar fotovoltaica.

En primer lugar, aclara que durante el desmantelamiento de la instalación no se generarán residuos tóxicos o peligrosos.

Para el caso de los paneles fotovoltaicos, una vez desmontados de las estructuras, se procederán a su traslado a un centro de tratamiento y reciclado que garantice su eliminación sin perjuicios para el medio ambiente. Los módulos que estén en buen estado se puede contemplar su aprovechamiento en instalaciones rurales que no precisen de tanta potencia.

Los componentes de la instalación eléctrica del parque serán trasladados a centros donde se reciclarán sus componentes para su reutilización. Para el resto de los elementos susceptibles a ser reciclados como pueden ser estructuras soporte, vallado, etc. se reciclarán, siendo materias primas para la elaboración de nuevos componentes y acero, respectivamente.

Las tierras procedentes de los movimientos de tierras necesarios para la extracción de las canalizaciones subterráneas se amontonarán para su posterior uso en el rellenado de estas.

El proceso de reciclaje y su posterior uso, puede cambiar en el futuro, debido a los posibles avances tecnológicos.

En resumen, los residuos que se generarán en el proceso de desmantelamiento y restitución agrupados son:

- 16 01 17 Metales féreos, como las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos, el vallado perimetral, etc. se transportarán a planta de reciclado de chatarras férreas.
- 16 01 19 Plástico, se entregarán a gestor autorizado de residuos plásticos para su valorización.
- 16 01 20 Vidrio, como por ejemplo el que llevan los módulos fotovoltaicos en su superficie que se transportarán a planta de reciclado.
- 16 02 Residuos de equipos eléctricos y electrónicos, como fusibles, cajas de conexión, cables eléctricos, inversor... se entregarán a gestor autorizado para el reciclado o valorización de residuos eléctricos y electrónicos.
- 17 01 17 Mezclas, o fracciones separadas de hormigón, ladrillos, tejas y materiales cerámicos, que no contienen sustancias peligrosas, como por ejemplo los resultantes de la demolición de las casetas y las cimentaciones, se transportarán a la planta de reciclado de escombros inertes y restos de obra.
- 17 04 11 Cables distintos de los especificados en el código 17 04 10 (Cables que contienen hidrocarburos, alquitrán de hulla y otras sustancias peligrosas), se transportarán a una central de reciclado autorizada donde se reciclarán y recuperarán los metales o de compuestos metálicos.

4.7 Estudio de seguridad y salud

Se aplica el estudio de seguridad y salud realizado anteriormente. Además, dado que la vida útil de la instalación se prevé 25 años tras la puesta en servicio, serán de aplicación las cuantas disposiciones legales en materia de seguridad y salud estén vigentes en el momento de ejecución de los trabajos, teniendo en cuenta en su caso, la revisión de los métodos y procedimientos de trabajo en función del avance de la técnica.

El contratista adjudicatario de los trabajos de desmantelamiento, realizará conforme a la legislación vigente un plan de seguridad y salud, donde recoja, según su sistema de trabajo, las medidas de seguridad a aplicar durante la realización de estos. Este plan de seguridad y salud será aprobado por el coordinador de seguridad y salud previo al comienzo de los trabajos.

5 Presupuesto y rentabilidad económica

En este apartado se detallará el presupuesto económico de la instalación, así como el cálculo del retorno aportado por la misma y periodo de amortización. A continuación, se muestran el detalle de las diferentes partidas presupuestarias:

Partidas	Importe
Módulos fotovoltaicos	24.499,2 €
Inversores	11.498,00 €
Estructura solar	21.230,16 €
Instalación eléctrica	15.568,78 €
Mano de obra	4.246,03 €
Ingeniería y legalización	13.445,77 €
Gestión de residuos	424,6 €
Total	90.912,54 €
Gastos generales y Beneficio (estimado 20 %)	18.182,51 €

Tabla 23. Presupuesto.

Presupuesto desmantelamiento	Importe
Desmontaje de módulos (2,35 €/Ud.)	517,00 €
Transporte en camión	40,50 €
Desmontado de estructura de soportes	402,30 €
Desinstalado de la red CC	540,00 €
Desinstalado de la red CA	54,00 €
Transporte en camión	324,00 €
Total	1.877,8 €

Tabla 24. Presupuesto de desmantelamiento.

Resultando en 110.972,85 € más 23.304,30 € del 21 % de IVA para un total de 134.277,15 € el coste total de la instalación.


Teniendo en cuenta un autoconsumo de 298345,1 kWh anuales y coste medio de la electricidad, calculado entre 2021 y 2022, ambos incluidos, de 0,071678 €/kWh, en la siguiente tabla se puede observar el desglose necesario para la amortización de la instalación.


Autoconsumo	298345,10 kWh
Coste de electricidad	0,071678 €/kWh
Ahorro anual	21.384,92 €
Coste total de la instalación	134.277,15 €
Periodo para su amortización	6 años y 4 meses.


Tabla 25. Amortización.

Finalmente, tras realizar los cálculos se obtiene un periodo de amortización de la instalación de 6 años y 4 meses, un tiempo en los rangos normales para la amortización de este tipo de instalaciones.

6 Anexo I. Fichas técnicas











HiKu7 Mono PERC




580 W ~ 610 W

CS7L-580 | 585 | 590 | 595 | 600 | 605 | 610MS

MORE POWER

- 
Module power up to 610 W
Module efficiency up to 21.6 %
- 
Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- 
Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- 
Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 
40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- 
Minimizes micro-crack impacts
- 
Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12
Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25
Years

Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%









*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

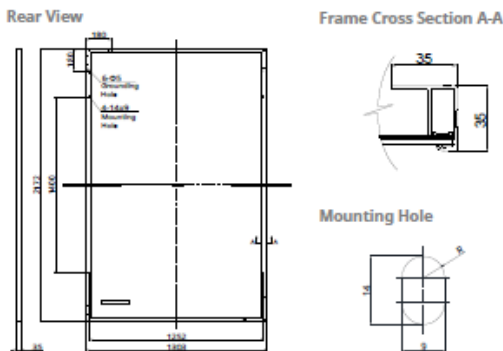
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

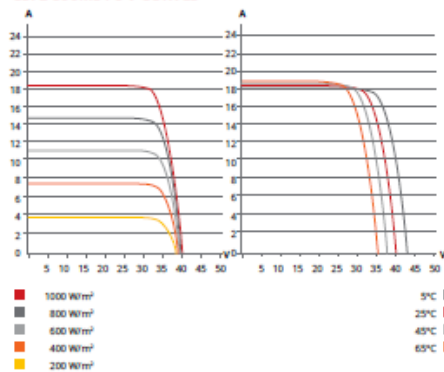
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Connector	T6 or T4 series or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	435 W	439 W	442 W	446 W	450 W	454 W	457 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.0 V	32.2 V	32.3 V	32.5 V	32.7 V	32.9 V	33.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.64 A	13.70 A	13.73 A	13.77 A	13.80 A	13.83 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.8 V	39.0 V	39.2 V	39.4 V
Short Circuit Current (Isc)	14.73 A	14.77 A	14.80 A	14.85 A	14.89 A	14.93 A	14.97 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

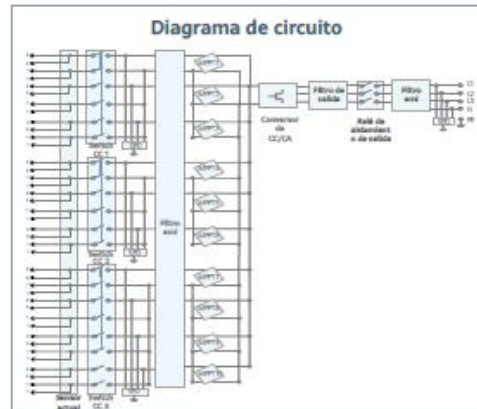
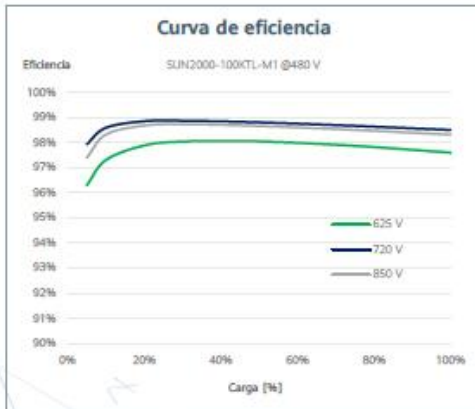
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

June 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.4_EN

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



- 
 10
MPP. Seguidor
- 
 98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia
- 
 Gestión de
nivel de cadena
- 
 Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido
- 
 MBUS
Soportado
- 
 Diseño
Sin fusible
- 
 Protección contra rayos
Para DC y AC
- 
 IP66
Proteccion



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparante de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	SI
Protección anti-isla	SI
Protección contra sobreintensidad de CA	SI
Protección contra polaridad inversa CC	SI
Monitorización a nivel de string	SI
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	SI
Monitorización de corriente residual	SI
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	SI
USB	SI
Monitorización de BUS (MBUS)	SI (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C – 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 – 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG Impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

7 Anexo II. PVsyst.



Project: San Cibrao

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
02/05/23 14:11
with v7.3.4

Project summary

Geographical Site San Ciprián de Viñas Spain	Situation Latitude 42.30 °N Longitude -7.87 °W Altitude 233 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data San Ciprián de Viñas PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 8 / -7.3 °	Near Shadings Detailed electrical calculation acc. to module layout	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 440 units		Nb. of units 2 units
Pnom total 255 kWp		Pnom total 200 kWac
		Pnom ratio 1.276

Results summary

Produced Energy 352964 kWh/year	Specific production 1383 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.42 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

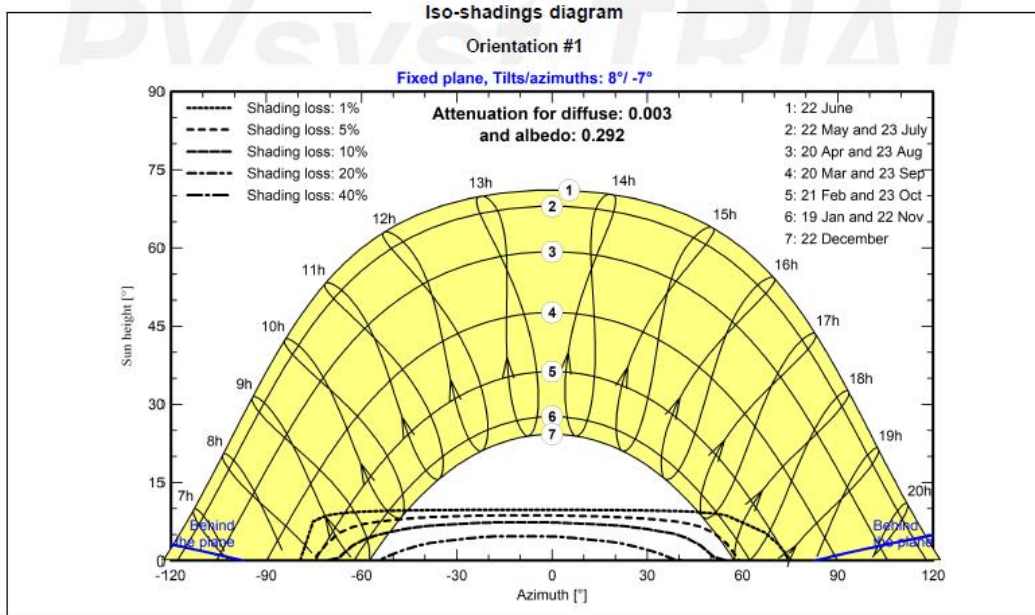
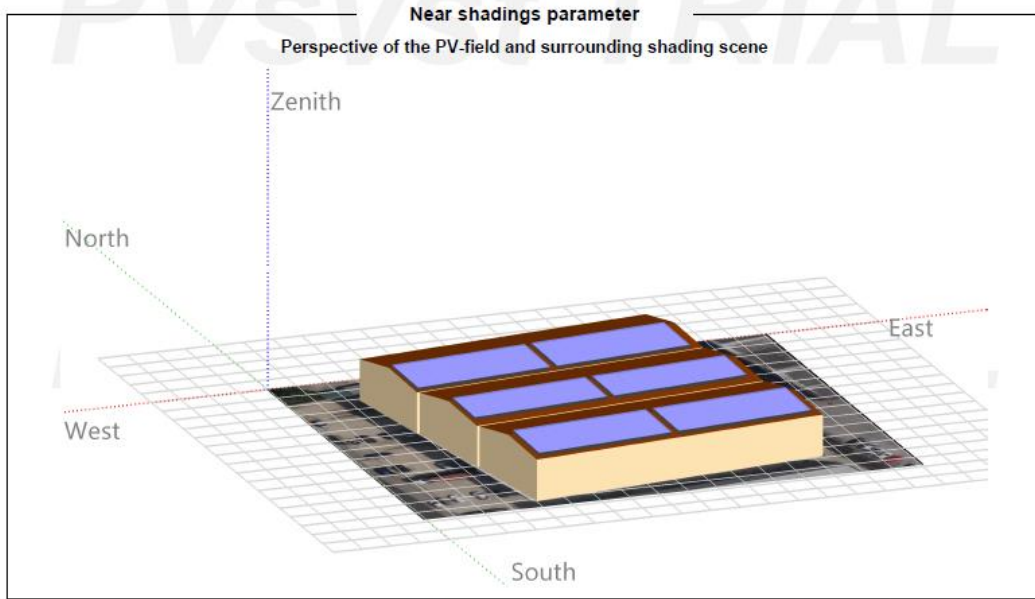
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9

General parameters			
Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	6 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	8 / -7.3 °	Sheds spacing	20.4 m
		Collector width	8.84 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	43.5 %
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Imported
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		Detailed electrical calculation acc. to module layout	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CS7L-580MS	Model	SUN2000-100KTL-M1-480Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	440 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	255 kWp	Total power	200 kWac
Array #1 - INV 1		Array #2 - INV 2	
Number of PV modules	220 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	128 kWp	Total power	100 kWac
Modules	10 Strings x 22 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	117 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	670 V	Max. power (=>40°C)	110 kWac
I mpp	175 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.28
		Power sharing within this inverter	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	255 kWp	Total power	200 kWac
Total	440 modules	Max. power	220 kWac
Module area	1245 m²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	1.28

Array losses								
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	63 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Global wiring resistance	32 mΩ			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s	Loss Fraction	1.5 % at STC			
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %			
Loss Fraction	0.1 % at STC							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

AC wiring losses	
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	0.50 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-M1-480Vac	
Wire section (2 Inv.)	Copper 2 x 3 x 50 mm²
Average wires length	25 m



Main results

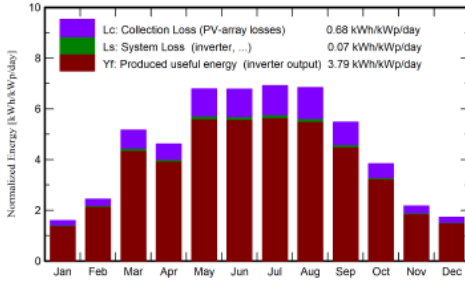
System Production
Produced Energy

352964 kWh/year

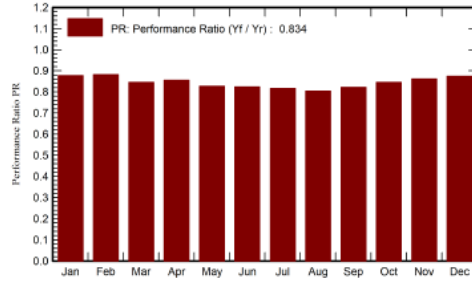
Specific production
Perf. Ratio PR

1383 kWh/kWp/year
83.42 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

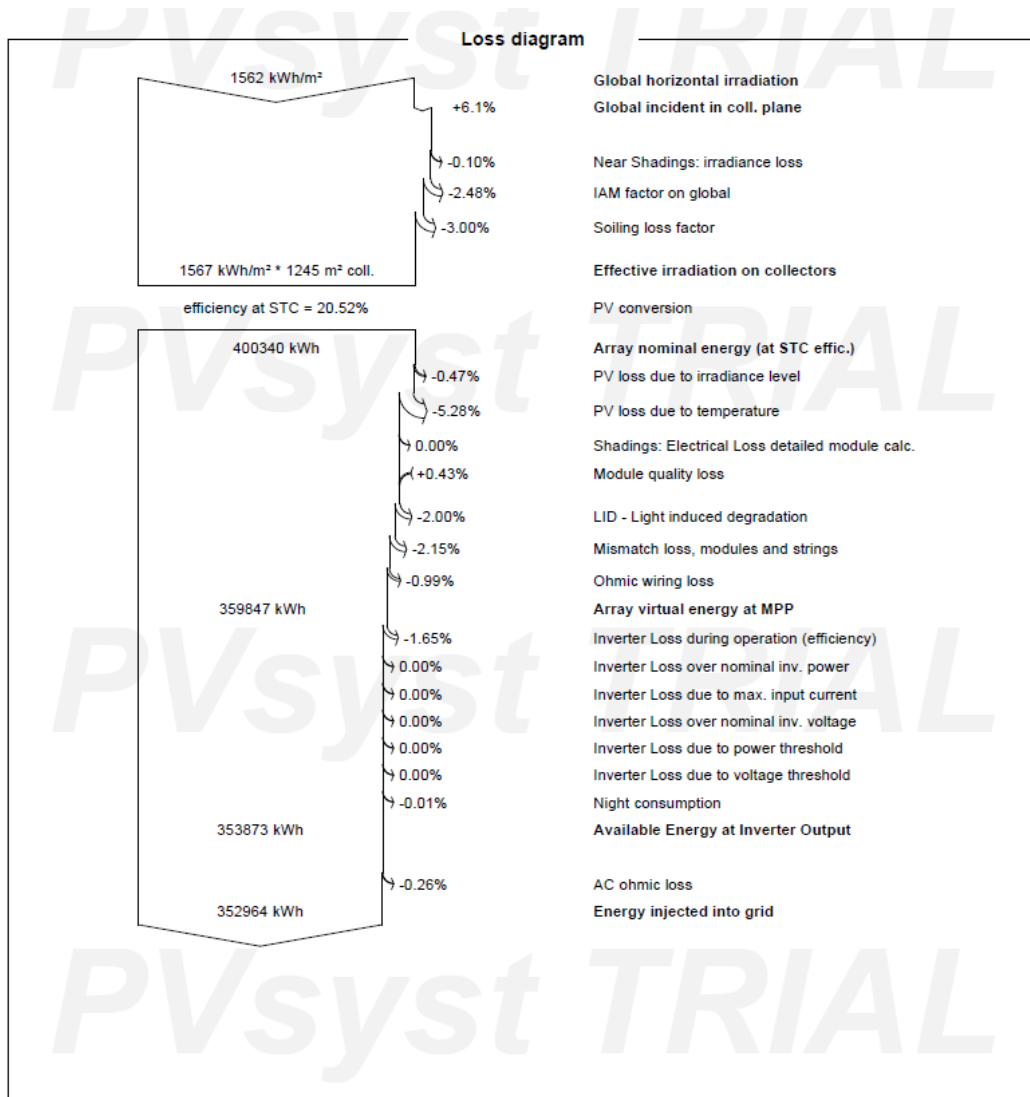


Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	43.1	27.26	8.15	49.4	46.0	11237	11057	0.878
February	61.1	35.50	5.47	68.5	63.9	15670	15425	0.882
March	145.0	44.68	10.20	160.0	151.2	35209	34547	0.846
April	132.9	67.16	10.52	138.4	130.9	30770	30213	0.856
May	205.8	68.47	14.85	210.3	199.6	45312	44393	0.827
June	201.4	76.35	17.07	203.4	192.9	43632	42755	0.824
July	211.0	74.05	18.49	214.6	203.8	45681	44747	0.817
August	203.6	57.22	21.25	212.1	201.6	44463	43525	0.804
September	151.8	49.60	17.96	164.2	155.1	35136	34447	0.822
October	105.5	44.49	13.99	118.9	111.8	26104	25641	0.845
November	56.2	31.15	11.13	64.9	60.5	14508	14275	0.861
December	44.9	25.78	7.96	53.5	49.5	12127	11939	0.875
Year	1562.2	601.72	13.14	1658.0	1566.8	359847	352964	0.834

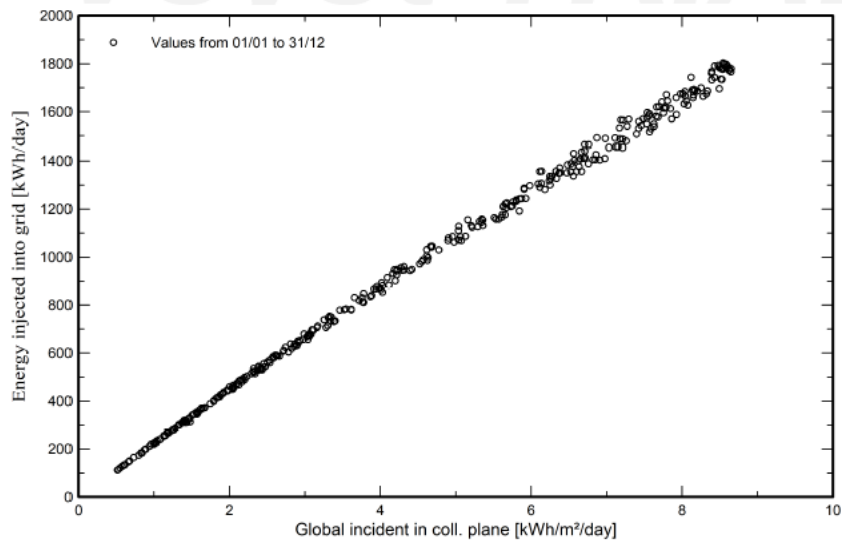
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

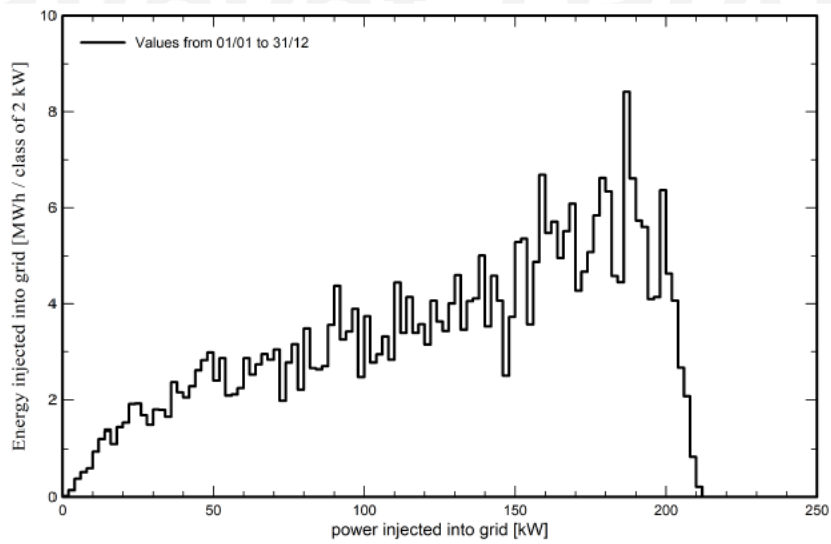


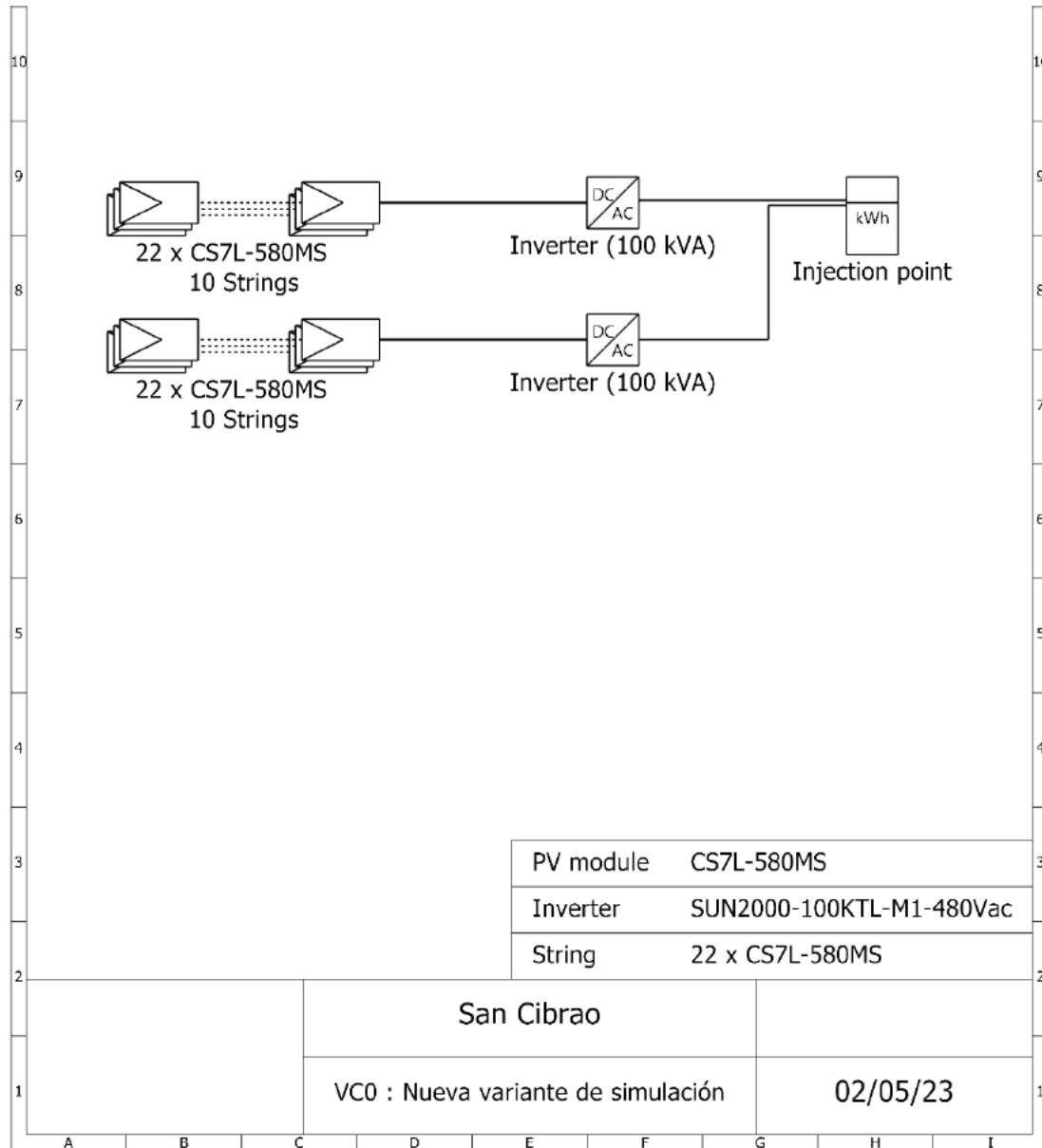
Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria

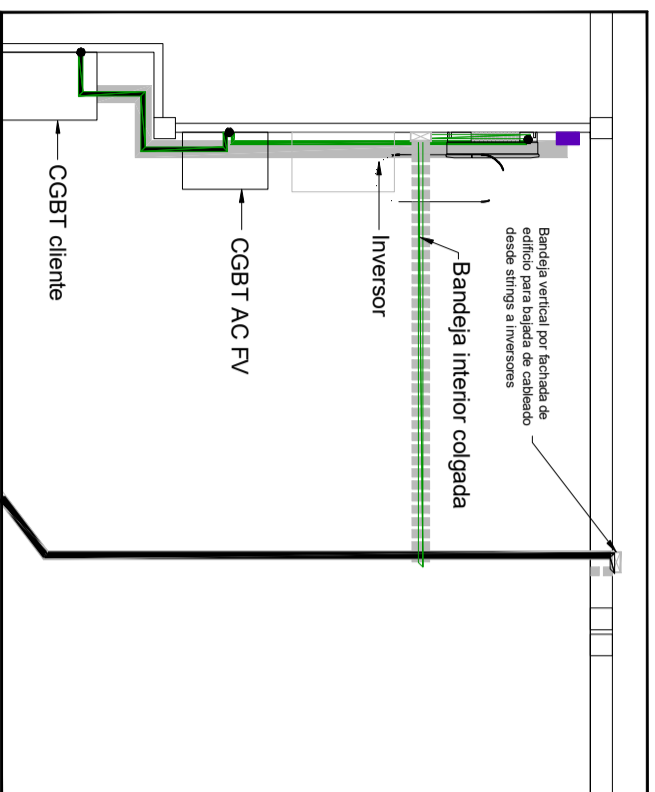


Distribución de potencia de salida del sistema

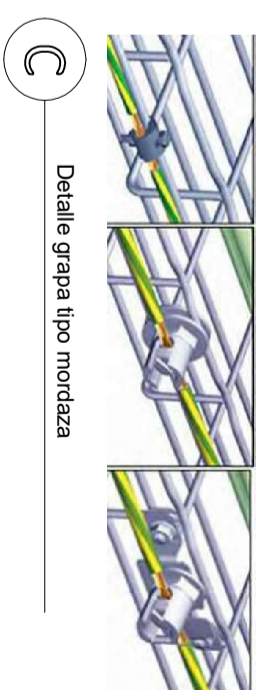
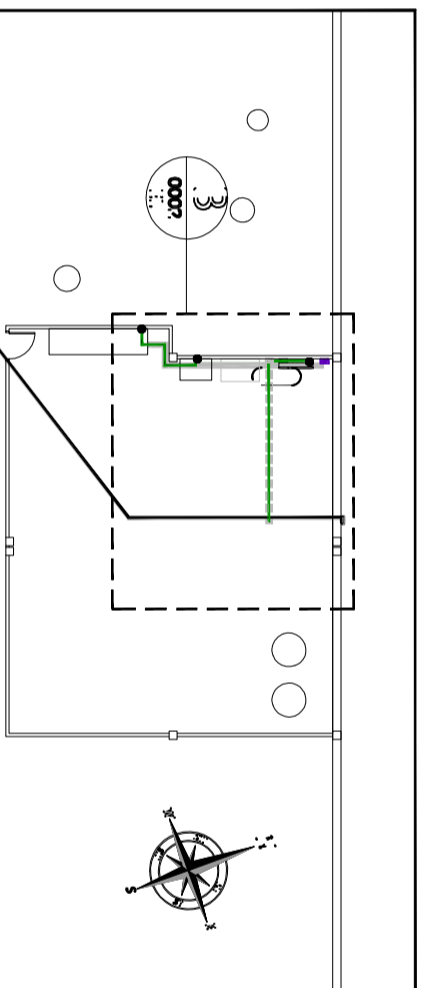




8 Anexo III. Planos



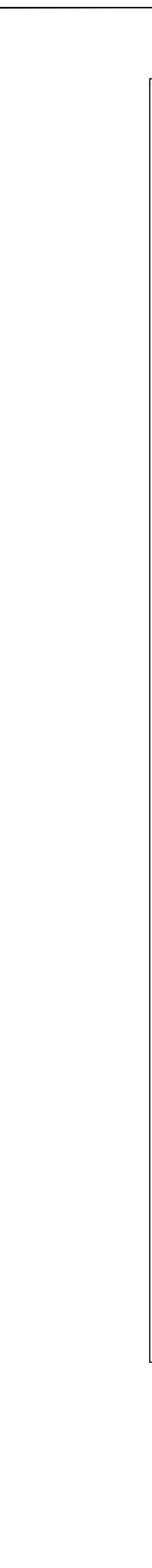
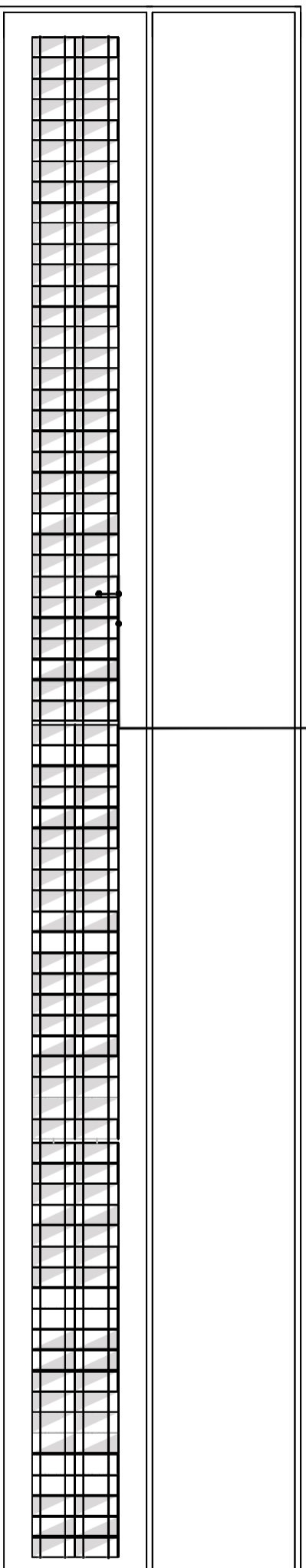
B Puesta a tierra zona interconexión
Escala 1/1'5

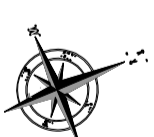
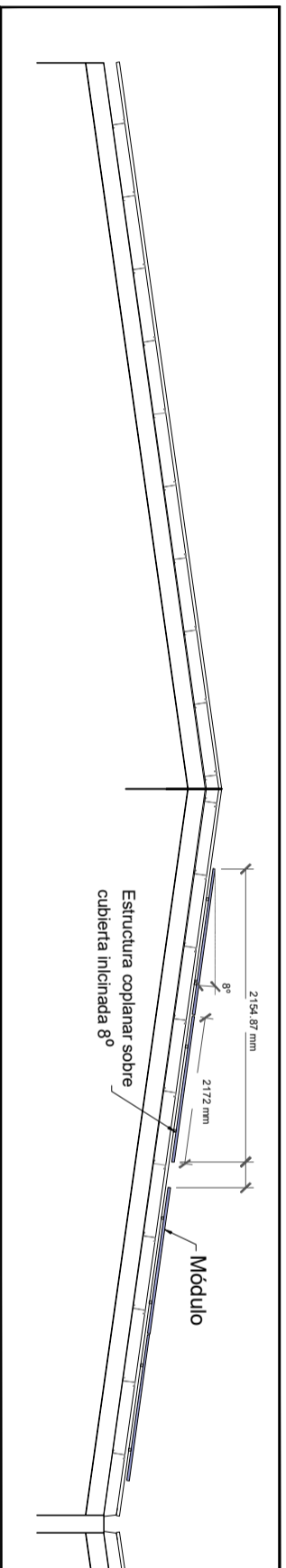


C Detalle grapa tipo mordaza

- Cable aislado de cobre 16 mm² (verde - amarillo) para la puesta a tierra
- Cable aislado de cobre 35 mm² (amarillo - verde) para la puesta a tierra
- Grapa puesta a tierra en bandeja metálica (tipo mordaza)
- Terminal puesta a tierra en perfil metálico

A Puesta a tierra
Escala 1/2'00





Detalle estructura coplanar 8°

Escala 1/100

B

