

Trabajo de Fin de Grado

Ingeniería de Organización Industrial

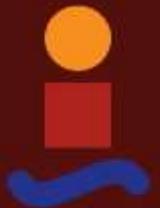
Diseño de una Instalación Fotovoltaica Aislada en una Quesería

Autor: María Artiles García

Tutor: Catalina Gómez Quiles

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Trabajo de Fin de Grado
Ingeniería de Organización Industrial

Diseño de una Instalación Fotovoltaica Aislada en una Quesería

Autor:

María Artiles García

Tutor:

Catalina Gómez Quiles

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Grado: Diseño de una Instalación Fotovoltaica Aislada en una Quesería

Autor: María Artiles García

Tutor: Catalina Gómez Quiles

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

Me gustaría expresar mi sincero agradecimiento a aquellos que han contribuido de manera significativa a este logro. A mi familia, por su constante apoyo, paciencia y aliento inquebrantable a lo largo de este proceso. A mis amigos, cuyas palabras de ánimo y distracciones bienvenidas han sido fundamentales para mantener un equilibrio entre el trabajo académico y la vida social. A mis queridos compañeros de promoción, con quienes compartí desafíos y triunfos, creando recuerdos que guardaré siempre. También quiero expresar mi gratitud a los profesores, cuya orientación, conocimientos y dedicación han sido una fuente de inspiración. Este trabajo no solo refleja mi esfuerzo individual, sino el resultado de un valioso apoyo colectivo. A todos ustedes, mi más profundo agradecimiento por ser parte fundamental de este viaje académico.

María Artilés García

Estudiante del Grado de Ingeniería de Organización Industrial

Sevilla, 2024

Resumen

Este documento presenta el diseño de una instalación fotovoltaica hecha a un particular dueño de una quesería ubicada en el término municipal de Gáldar en la isla de Gran Canaria, España. La instalación es aislada y cuenta con tres baterías, cada una de cinco kWh teniendo un total de quince kWh para acumular.

La estructura de este documento se ha realizado incluyendo la memoria descriptiva, los anexos, un documento sobre la gestión de residuos, los planos y el presupuesto.

En la memoria se expone el proyecto de manera resumida, y se explican y demuestran los pasos y decisiones que se han desarrollado. En los anexos es donde entramos en profundidad y se desarrollan los cálculos. En el documento de gestión de residuos se explica detalladamente cuales son los residuos generados y se explica paso a paso lo que se hará con ellos. El apartado de los planos nos ayuda a ponernos mas en situación ya que nos permite de una visual hacernos una idea del emplazamiento, el croquis de instalación y el esquema unifilar. Por último, tenemos el desglose del presupuesto que nos permite hacernos una idea de la inversión que ha tenido que aportar el cliente.

Abstract

This document presents the design of a photovoltaic installation commissioned for a private owner of a cheese factory located in the municipality of Gáldar on the island of Gran Canaria, Spain. The installation is standalone and is equipped with three batteries, each with a capacity of five kWh, totaling fifteen kWh for storage. The structure of this document has been developed to include the descriptive report, annexes, a waste management document, plans, and the budget. The descriptive report outlines everything that will be carried out in the project, explaining and demonstrating the steps and decisions made. The annexes delve deeper and include calculations. The waste management document provides a detailed explanation of the generated waste and outlines step-by-step procedures for handling it. The section on plans aids in better understanding the project's context, featuring visual representations of the site, installation sketch, and single-line diagram. Finally, there is a breakdown of the budget, providing insight into the client's investment for this installation.

... -translation by google-

Índice

Agradecimientos	9
Resumen	11
Abstract	13
Índice	15
Índice de Tablas	18
Índice de Figuras	20
1 Memoria	23
1.1 Antecedentes	23
1.2 Objeto	23
1.3 Reglamentación	23
1.3.1 Normativa	23
1.3.2 Instrucciones Técnicas y Normas UNE	24
1.4 Requisitos de diseño	25
1.4.1 Peticionario	25
1.4.2 Emplazamiento	26
1.4.3 Descripción de la parcela	26
1.5 Consumo energético	27
1.5.1 Estado energético actual	27
1.5.2 Energía consumida	27
1.5.3 Conclusión	27
1.6 Solución adoptada	28
1.7 Resumen de la configuración de la Instalación	29
1.8 Producción energética	30
1.9 Plazo de ejecución	31
1.10 Mantenimiento	31
1.11 Presupuesto	33
2 Anexos	35
2.1 Anexo I: Producción	35
2.1.1 Potencia Solar	35
2.1.2 Producción de la Instalación	35
2.1.3 Cálculo del grado de cobertura de la demanda	37
2.1.4 Conclusiones	38
2.2 Anexo II: Diseño de la Instalación Fotovoltaica	38
2.2.1 Antecedentes	38
2.2.2 Generalidades	39
2.2.3 Solución adoptada	44
2.2.4 Diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica	49
2.2.5 Configuración de la instalación fotovoltaica	59
2.3 Anexo III: Cálculo de instalación de baja tensión	66
2.3.1 Potencia Total	66

2.3.2	Generalidades	66
2.3.3	Formulación empleada	67
2.3.4	Cálculos Realizados	73
2.4	<i>Anexo IV: Plan de ejecución de obra</i>	76
2.4.1	Cronograma del plan de obra	76
2.5	<i>Anexo V: Fichas Técnicas</i>	77
2.5.1	Estructura de soporte	78
2.5.2	Panel fotovoltaico	85
2.5.3	Inversor	87
2.5.4	Gestor energético	89
2.5.5	Baterías y BMS	90
2.5.6	Conductor corriente continua	92
2.5.7	Conductor corriente alterna	94
3	Gestión de Residuos	97
3.1	<i>Contenido del documento</i>	97
3.2	<i>Agentes Intervinientes</i>	97
3.2.1	Identificación	97
3.2.2	Obligaciones	99
3.3	<i>Normativa y legislación</i>	102
3.4	<i>Identificación residuos de construcción y demolición generados en la obra</i>	105
3.5	<i>Estimación de cantidad de residuos de construcción y demolición generados en la obra</i>	106
3.6	<i>Medidas para la prevención de residuos de construcción y demolición en la obra</i>	108
3.7	<i>Operaciones de reutilización, valorización o eliminación a las que se destinarán los residuos de construcción y demolición que se generen en la obra.</i>	109
3.8	<i>Medidas para la separación de los residuos de construcción y demolición</i>	111
3.9	<i>Prescripciones en relación con el almacenamiento, manejo, separación y otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición</i>	112
4	Planos	115
4.1	<i>Plano de Ubicación y Emplazamiento</i>	115
4.2	<i>Plano de Croquis de Instalación</i>	117
4.3	<i>Esquema Unifilar</i>	118
5	Presupuesto	120
5.1	<i>Generador Fotovoltaico</i>	120
5.2	<i>Inversor</i>	121
5.3	<i>Estructura Portante</i>	121
5.4	<i>Bateria y BMS</i>	122
5.5	<i>Conexión a Red Interior</i>	122
5.6	<i>Circuito Corriente Continua String</i>	123
5.7	<i>Resumen</i>	124

Índice de Tablas

Tabla 1: Diseño geométrico	50
Tabla 2: Límites del Pliego de Condiciones Técnicas	58
Tabla 3: Cálculo de cargas	58
Tabla 4: Potencia Nominal	66
Tabla 5: Cronograma	77
Tabla 6: Intervinientes en la ejecución	98
Tabla 7: Clasificación RCD	105
Tabla 8: Clasificación II RCD	106
Tabla 9: Peso y volumen RCD	108
Tabla 10: RCD Destino	111
Tabla 11: Tipo de Residuo	112

Índice de Figuras

Ilustración 1: Planta Situación	26
Ilustración 2: Planta Situación	26
Ilustración 3: Modelado de la Instalación	27
Ilustración 4: Solución Adoptada	28
Ilustración 5: Inversor	29
Ilustración 6: Características de la Instalación	30
Ilustración 7: PVGIS	31
Ilustración 8: Resumen del Presupuesto	33
Ilustración 9: Resumen PVGIS	35
Ilustración 10: Irradiación solar mensual durante varios años	36
Ilustración 11: Generación Fotovoltaica	36
Ilustración 12: Grado de cobertura solar	37
Ilustración 13: Grado de cobertura solar	38
Ilustración 14: Esquema Instalación Aislada	45
Ilustración 15 Modulo fotovoltaico	46
Ilustración 16 Ficha técnica instalación fotovoltaica	47
Ilustración 17 Inversor fotovoltaico	48
Ilustración 18 Monitor Inversor Huawei	49
Ilustración 19 Modelado de instalación	50
Ilustración 20 Vista general del sistema	51
Ilustración 21 Perfil del Módulo	51
Ilustración 22 Inclinación Módulo	52
Ilustración 23 Latitud de emplazamiento	54
Ilustración 24 Ángulo de Azimut	55
Ilustración 25 Parámetros Cálculo de Pérdidas	57
Ilustración 26 Pérdidas	58
Ilustración 27 Interruptor magnetotérmico	64
Ilustración 28: Configuración final	65
Ilustración 29 Vista General del Sistema	65
Ilustración 30 Circuitos de corriente continua	74
Ilustración 31 Puesta a Tierra	75
Ilustración 32 Estructura de Soporte	78
Ilustración 33: Inclinación Estructura Portante	79

Ilustración 34 Caracterización Física/Mecánica del Hormigón “SOLARBLOC”	80
Ilustración 35 Velocidad de los Impulsos Ultrasónicos	80
Ilustración 36 Índice de rebote, Absorción por capilaridad y Absorción total de agua	81
Ilustración 37 Caracterización Física /Mecánica SolarBloc	82
Ilustración 38: Ensayos durabilidad del hormigón	82
Ilustración 39: Resistencia a ciclos de hielo y deshielo	83
Ilustración 40: Resistencia a ciclos de humectación/secado	83
Ilustración 41: Resistencia química del hormigón	84
Ilustración 42: Panel fotovoltaico	85
Ilustración 43: Ficha técnica panel fotovoltaico	86
Ilustración 44: Inversor Fotovoltaico	87
Ilustración 45: Ficha técnica Inversor	88
Ilustración 46: Gestor fotovoltaico	89
Ilustración 47: Baterías y BMS	90
Ilustración 48: Baterías y BMS	91
Ilustración 49: Cableado corriente continua	92
Ilustración 50: Cableado corriente continua	93
Ilustración 51: Cableado corriente alterna	94
Ilustración 52: Cableado corriente alterna	95
Ilustración 53: Plano Ubicación y Emplazamiento	116
Ilustración 54: Plano Croquis de Instalación	117
Ilustración 55: Plano Esquema Unifilar	118
Ilustración 56: Presupuesto Paneles Fotovoltaicos	120
Ilustración 57: Presupuesto Inversor Fotovoltaico	121
Ilustración 58: Presupuesto Estructura Portante	121
Ilustración 59: Presupuesto Batería y BMS	122
Ilustración 60: Presupuesto Red Interior	122
Ilustración 61: Presupuesto Corriente Continua	123
Ilustración 62: Presupuesto Total	124

1 MEMORIA

1.1 Antecedentes

Se redacta el presente proyecto técnico, a petición de UN CLIENTE, con DNI. XXXXXXXXXY, y con domicilio social CARRETERA XXXXX T. M. GALDAR. C.P.: 35.480, Provincia de Las Palmas., y a Instancia de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial.

1.2 Objeto

El objeto del presente proyecto es el de exponer ante los Organismos Competentes que la instalación que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente.

1.3 Reglamentación

En la redacción del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente reglamentación:

1.3.1 Normativa

- Texto Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las

actividades de servicios y su ejercicio.

- Código Técnico de la Edificación (CTE) aprobado mediante RD 314/2006 de 17 de marzo. B.O.E.: 28-MAR-06 y sus correcciones posteriores.
- Real Decreto 173/2010, de 19 de febrero, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, en materia de accesibilidad y no discriminación de las personas con discapacidad.
- Real Decreto 842/2002, de 18 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2013, de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.
- Real Decreto 1955/2000: Reglamento sobre autorización de instalaciones eléctricas de 1 dediciembre. Ministerio de Economía. Por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y posteriores modificaciones.
- 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 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción 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.
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- Ordenanzas Municipales del Ilustre Ayuntamiento de Teror.

1.3.2 Instrucciones Técnicas y Normas UNE

- UNE 20434:1999/1M: 2006: Sistema de designación de cables.
- UNE-EN 50160:2011/A1:2015: Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- UNE-EN 60269-6:2012: Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar

fotovoltaica.

- UNE-HD 60364-5-52:2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE-HD 60364-5-54:2015 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.
- UNE-EN 61537:2007: Conducción de cables. Sistemas de bandejas y de bandejas de escalera.
- Normas UNE en 21123-4 Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 4 Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina.
- UNE-EN 61215 Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61215-1 Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1: Requisitos de ensayo.
- UNE-EN 61215-1-1 Módulos fotovoltaicos (PV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos(FV) de silicio cristalino.
- UNE-HD 603-1. Cables de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 1 requisitos generales.
- NRZ103 - Especificaciones Particulares: Instalaciones Privadas. Consumidores en Bajatensión. Edición 2.
- NRZ105 - Especificaciones Particulares: Instalaciones Privadas. Generadores en Bajatensión. Edición 2.
- Norma 3.1-IC. Trazado (Orden FOM/273/2016 de 19 de febrero de 2016)
- Normas UNE de obligatorio cumplimiento publicadas por el Instituto de Racionalización yNormalización.
- Norma UNE-EN 60617: símbolos gráficos para esquemas.
- Norma UNE-EN 60439-4/A1 Requisitos particulares para conjuntos para obras (CO) símbolos gráficos para esquemas.

1.4 Requisitos de diseño

1.4.1 Peticionario

El Peticionario del presente proyecto es UN CLIENTE, y con domicilio social en el Término Municipal AGAETE. C.P.: 35.480, Provincia de Las Palmas.

1.4.2 Emplazamiento

El Peticionario dispone de una quesería en el Término Municipal de GALDAR CP: 35.460, Provincia de Las Palmas.



Ilustración 1: Planta Situación



Ilustración 2: Planta Situación

1.4.3 Descripción de la parcela

La instalación proyectada se ubica en la siguiente parcela concretamente en la cubierta del edificio donde se instalarán 30 paneles Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. JAM72S20-460/MR de 460 w. Se adjunta imagen a continuación del emplazamiento:



Ilustración 3: Modelado de la Instalación

1.5 Consumo energético

EL peticionario no dispone de conexión eléctrica a la red eléctrica general, sino que, hasta el momento de la puesta en servicio de la instalación fotovoltaica, suplente sus necesidades mediante un grupo electrógeno diesel que alimenta la maquinaria necesaria para el funcionamiento de la instalación ganadera que dirige.

1.5.1 Estado energético actual

Con el fin de conocer las necesidades energéticas, se realiza un estudio energético previo, enfocado a valorar la potencia a instalar en la instalación fotovoltaica proyectada.

Los datos facilitados por la propiedad en cuanto al nº de horas de uso de cada maquinaria y la potencia consumida por cada una de ellas nos lleva a la cifra de 14000 kWh anuales.

1.5.2 Energía consumida

Con respecto a la energía consumida, el consumo energético anual asciende a 14000 kWh, haciendo una media de 38,35 kWh diarios. La media mensual se sitúa en torno a 1166,67 kWh.

1.5.3 Conclusión

A raíz del análisis realizado sobre el estado energético actual, y de los condicionantes técnicos del emplazamiento, se decide proyectar la instalación renovable descrita en el presente proyecto, con el fin de disminuir el impacto medioambiental y la dependencia energética.

1.6 Solución adoptada

Para satisfacer la demanda asociada, se opta por una instalación fotovoltaica de 13,80 kW de potencia pico (20,00 kW de potencia nominal) que se dividen en 2 Inversores de 10kW cada uno, para solventar una posible ampliación de la instalación, instalada en la cubierta.

El principio básico de funcionamiento del parque fotovoltaico proyectado en régimen de autoconsumo aislado se muestra en la figura siguiente:

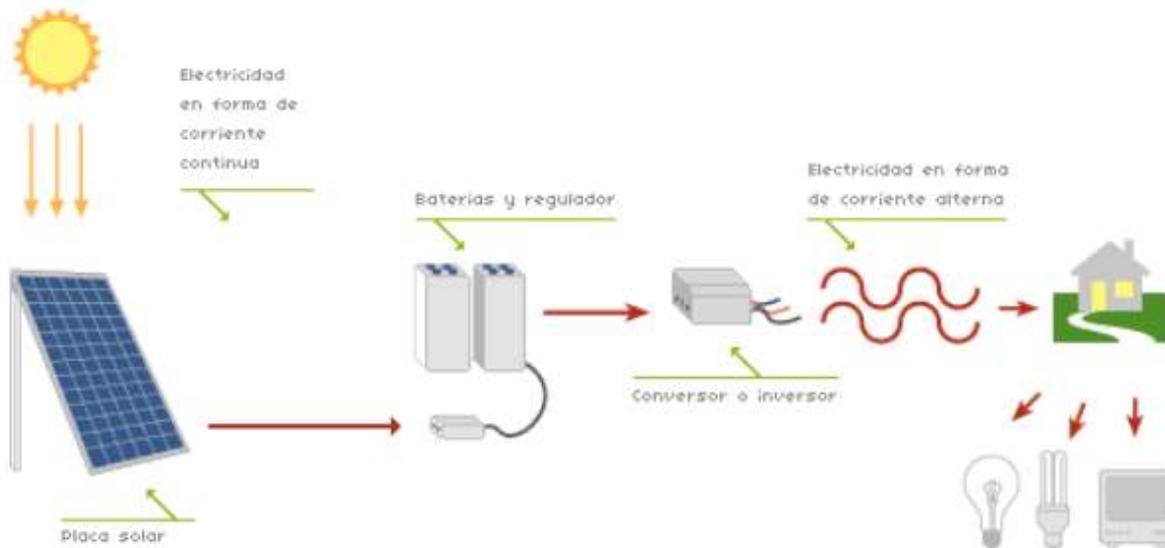


Ilustración 4: Solución Adoptada

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene a través de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. La luz del sol incide en las células fotovoltaicas de la placa, creándose un campo de electricidad. Cuanto más intensa sea la luz, mayor será el flujo de electricidad.

Las células fotoeléctricas transforman la energía solar en electricidad en corriente continua, la cual puede ser almacenada en baterías, o transformada a corriente alterna, más empleada en los equipos eléctricos. El dispositivo que se encarga de esta transformación se denomina inversor. Este convierte la corriente continua en corriente alterna, con las mismas características que la de la red eléctrica a la que va a verse, controlando la uniformidad y calidad de la señal.

Más información sobre el diseño de la instalación fotovoltaica en el Anexo II.

1.7 Resumen de la configuración de la Instalación

Se emplearán soporte solarblock a 18° de inclinación sobre cubierta plana.

La potencia pico será de 13,80 kW, suministrada Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. JAM72S20-460/MR de 460 w.

Se conformarán 2 strings o cadenas de 15 módulos fotovoltaicos que irán conectados cada una a un inversor huawei SUN2000 10KTL M1 trifásico, provisto de conectividad wifi y app para la gestión energética, así como para su seguimiento y actualización. En el Anexo V encontraremos las Fichas Técnicas



Ilustración 5: Inversor

A continuación, se muestra un resumen de las características de la instalación fotovoltaica:

2X HUAWEI SUN2000 10 KTL M1

Potencia pico:	13,80 kWp
Cantidad total de módulos:	30
Número de inversores fotovoltaicos:	2
Potencia de CC (cos φ = 1) máx.:	10,20 kW
Potencia activa máx. de CA (cos φ = 1):	10,00 kW
Tensión de red:	230V (230V / 400V)
Ratio de potencia nominal:	148 %
Factor de dimensionamiento:	69 %
Factor de desfase cos φ :	1
Horas de carga completa:	1142,9 h

Datos de diseño fotovoltaicos

Entrada A || B: Edificio 1: Superficie 1

15 x Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. JAM72S20-460/MR (1000V) (11/2020), Acimut: 18 °, Inclinación: 18 °, Tipo de montaje: Techo

Entrada A B:	
Número de strings:	1
Módulos fotovoltaicos:	15
Potencia pico (de entrada):	6,90 kWp
Tensión de CC mín. INVERSOR (Tensión de red 230 V):	125 V
Tensión fotovoltaica normal:	✓ 587 V
Tensión mín.:	553 V
Tensión de CC (Módulo fotovoltaico): máx.	1000 V
Tensión fotovoltaica máx.	✓ 775 V
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP:	32 A
Corriente máx. del generador:	✓ 10,9 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada de regulación del MPP:	48 A
Corriente máx. de cortocircuito FV	✓ 11,5 A

Ilustración 6: Características de la Instalación

1.8 Producción energética

Para la instalación solar fotovoltaica proyectada, con potencia pico de 13,80 kW, y las características de diseño y emplazamiento escogidos, se calcula una producción energética anual de 22359,28kWh/año, con una irradiación media anual de 2132,01.72 kwh/m² . Más información en el Anexo I

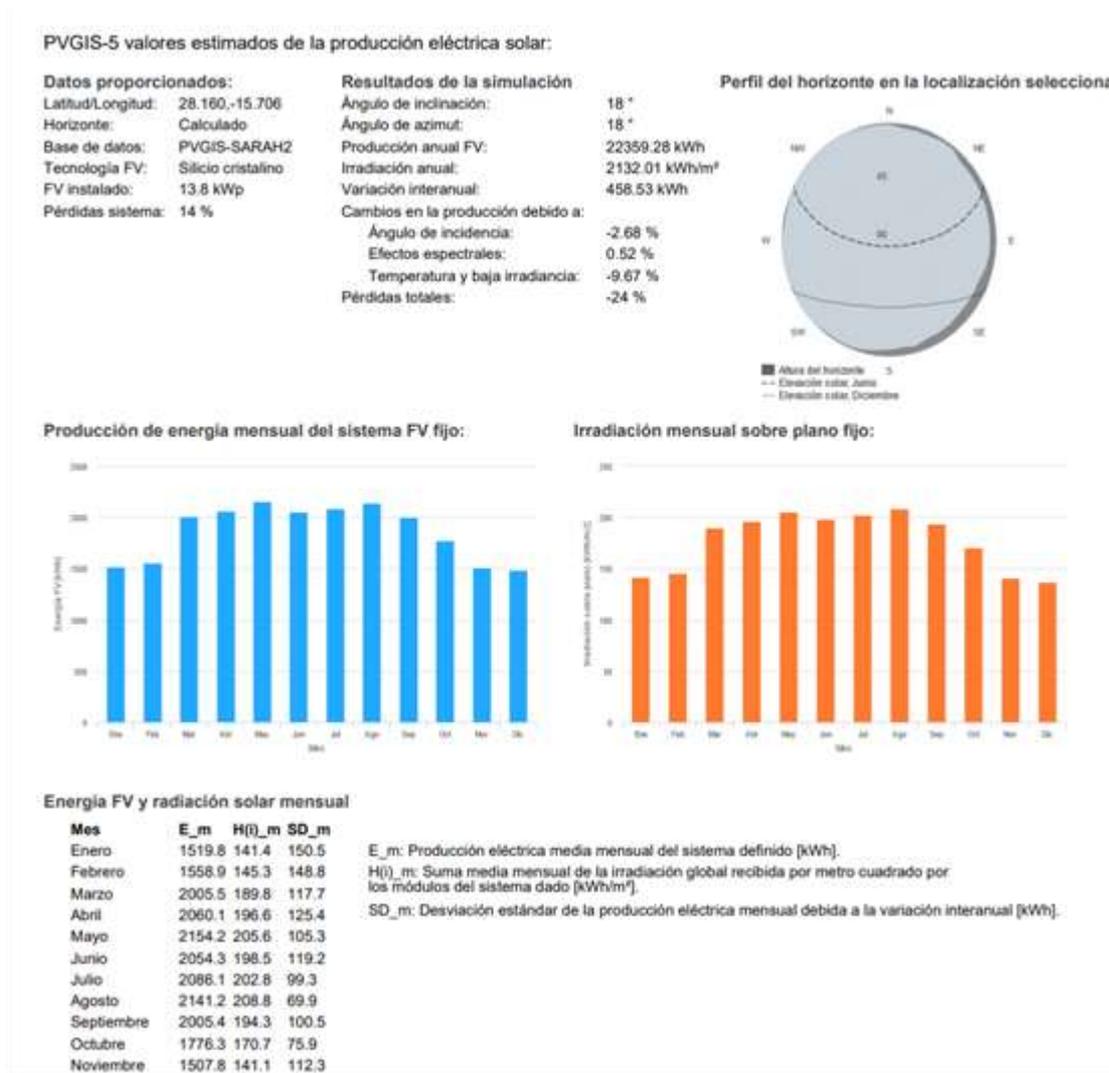


Ilustración 7: PVGIS

1.9 Plazo de ejecución

El plazo de ejecución y posterior puesta en marcha será de 5 días. Más información sobre el plan de ejecución de la obra en el Anexo IV.

1.10 Mantenimiento

Precediendo la puesta en marcha definitiva de la explotación de la instalación se realizará un programa de mantenimiento. La función de este programa es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones.

Se definen tres escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la

duración de esta:

PLAN DE VIGILANCIA: se refiere a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión, etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

- **MANTENIMIENTO PREVENTIVO:** comprenderá operaciones de inspección visual (al menos una por trimestre), verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta. Se realizarán al menos las siguientes acciones:
 - Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
 - Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
 - Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
 - Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: comprenderá todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado

1.11 Presupuesto

El resumen del presupuesto del proyecto es el siguiente:

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
C01	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	9.024,00	26,92
C02	INVERSOR.....	8.590,00	27,53
C03	ESTRUCTURA PORTANTE.....	4.800,00	15,38
C04	BATERIA Y BMS.....	4.502,40	14,43
C05	CONEXION RED INTERIOR.....	3.158,60	10,13
C06	CIRCUITO C.C. STRING.....	1.125,00	3,61
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	31.200,00	
	7,00 % I.G.I.C.....	2.184,00	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	33.384,00	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	33.384,00 EUROS	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de TREINTA Y TRES MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO EUROS.

LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, a 10 DE OCTUBRE 2023.

Ilustración 8: Resumen del Presupuesto

2 ANEXOS

2.1 Anexo I: Producción

2.1.1 Potencia Solar

La estimación de la producción solar se realiza conforme los datos de radiación de la aplicación de la Comisión Europea llamada **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**.

Los datos de PVGIS se han obtenido a raíz de la simulación de radiación desde el año 2007 al 2020 para las coordenadas del emplazamiento.

En el gráfico siguiente se muestran los valores obtenidos de irradiación solar en el plano horizontal:

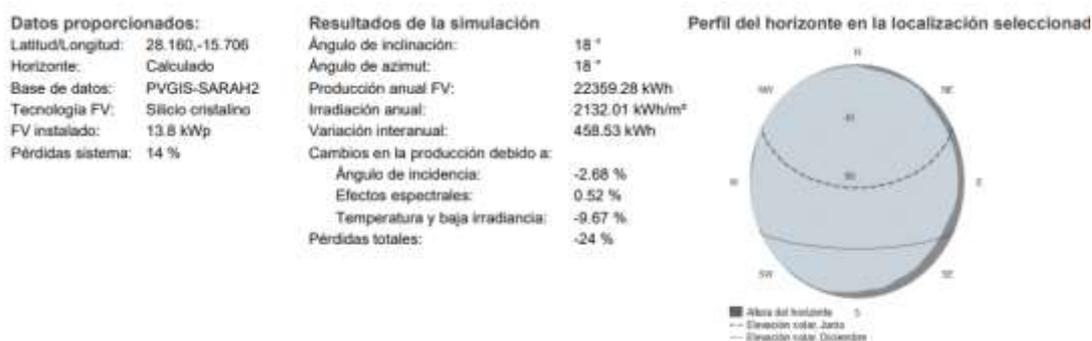


Ilustración 9: Resumen PVGIS

2.1.2 Producción de la Instalación

Una vez disponemos de la irradiación solar en el emplazamiento escogido, procedemos a estimar de manera real la producción de la instalación, en función de una serie de parámetros.

Uno de los parámetros más importantes es el de la inclinación, dado que estando correctamente definido puede significar un aumento notable de la producción con respecto al plano horizontal. Asimismo, el resto de los parámetros son englobados como pérdidas, ya que suponen una disminución de la producción final esperada.

Los siguientes gráficos toman en consideración dichos condicionantes a la hora de calcular la producción de la instalación:

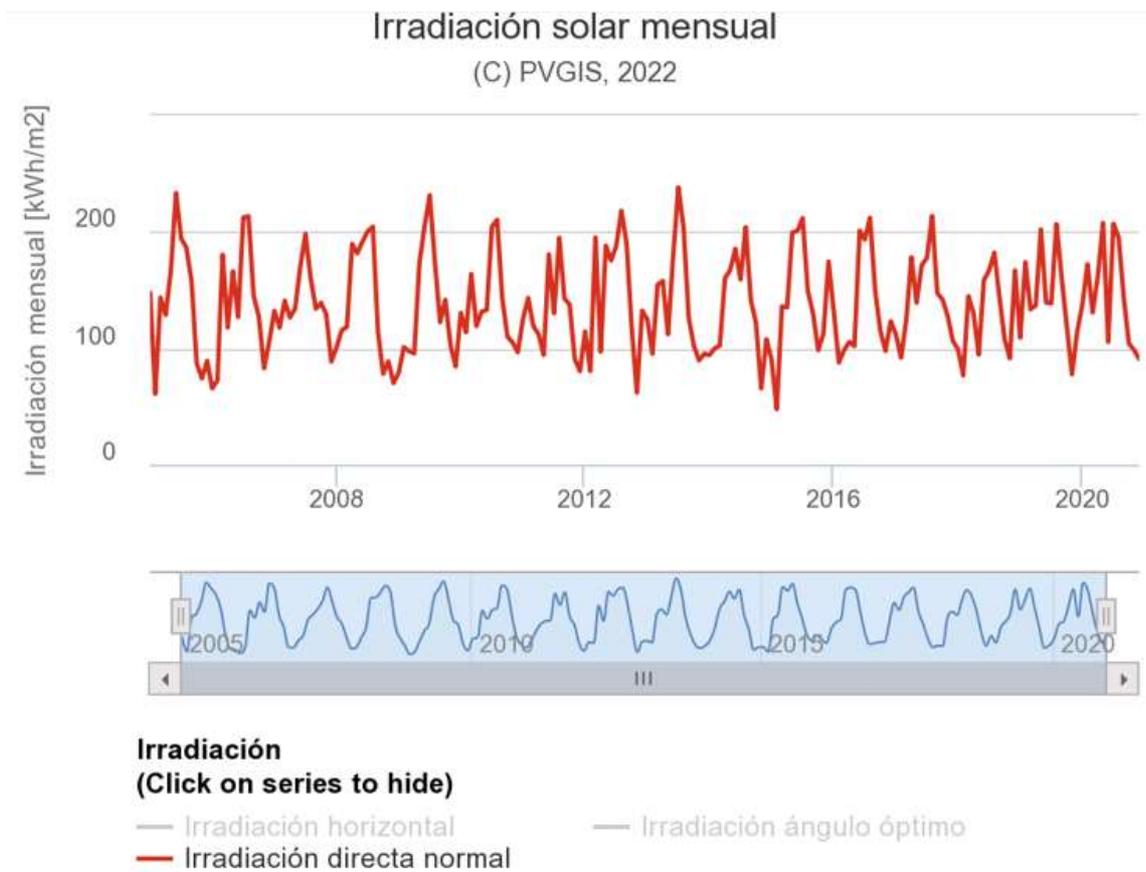


Ilustración 10: Irradiación solar mensual durante varios años

El gráfico resultante muestra la generación neta realizada por la instalación fotovoltaica:

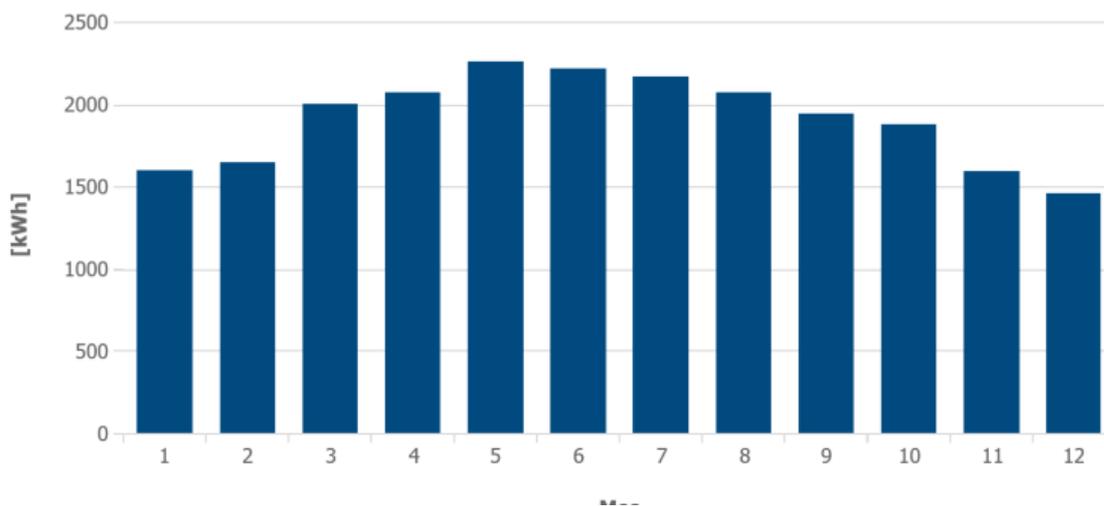


Ilustración 11: Generación Fotovoltaica

Para el emplazamiento donde se proyecta la instalación solar fotovoltaica, y los parámetros condicionantes definidos, resulta una producción de 22359,28 kWh anuales.

Mes	Energía fotovoltaica máx. disponible [kWh]	Energía fotovoltaica utilizada [kWh]	Consumo [kWh]	Grado de cobertura solar
1	1593	860	1183	69 %
2	1640	705	1092	61 %
3	1999	905	1190	72 %
4	2065	851	1161	69 %
5	2256	1045	1174	85 %
6	2214	839	1143	70 %
7	2164	958	1177	78 %
8	2068	1008	1182	81 %
9	1939	776	1156	64 %
10	1875	944	1186	75 %
11	1591	665	1166	54 %
12	1455	849	1190	68 %

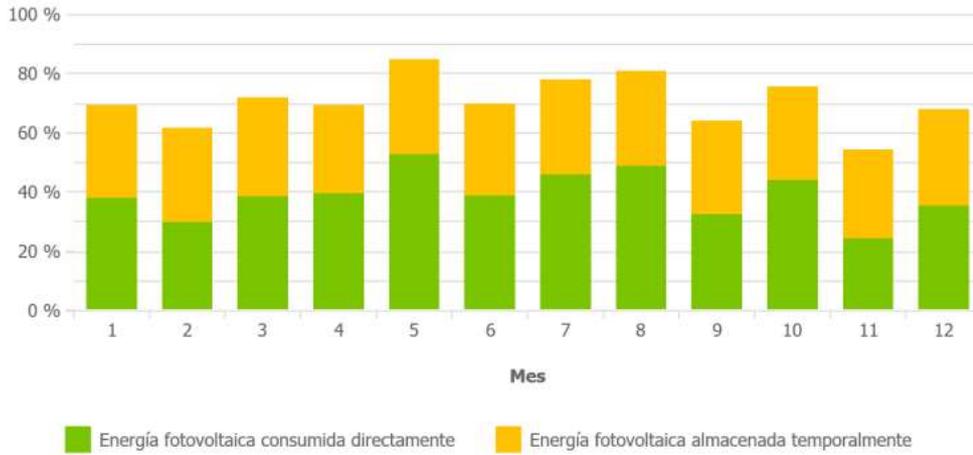
Ilustración 12: Grado de cobertura solar

2.1.3 Cálculo del grado de cobertura de la demanda

Con ayuda de los valores obtenidos en los capítulos anteriores, se realiza el cálculo del grado de cobertura de la demanda de la instalación. El cuadro mostrado a continuación expresa los valores calculados:

Ilustración 13: Grado de cobertura solar

Grado de cobertura solar



Mes	Grado de cobertura solar [%]	Porcentaje de energía fotovoltaica utilizada [%]	Consumo de energía total combustible [l]
1	69	54	0
2	61	43	0
3	72	45	0
4	69	41	0
5	85	46	0
6	70	38	0
7	78	44	0
8	81	49	0
9	64	40	0
10	75	50	0
11	54	42	0
12	68	58	0

2.1.4 Conclusiones

Con la instalación fotovoltaica proyectada, conforme a las limitaciones del emplazamiento y los condicionantes anteriormente definidos, la producción anual se cifra en 22359,28 kWh anuales, y un consumo anual de 14000 kWh, consiguiendo una cobertura del 100% en este. Por tanto, podemos concluir que la instalación fotovoltaica proyectada disminuye el impacto medioambiental y la dependencia energética de manera significativa.

2.2 Anexo II: Diseño de la Instalación Fotovoltaica

2.2.1 Antecedentes

Las investigaciones iniciales en el campo de la energía solar fotovoltaica se enfocaron al desarrollo de productos para aplicaciones espaciales, siendo su primera utilización exitosa en la fabricación de satélites artificiales. La necesidad de producir electricidad en el espacio para

alimentar estos equipos en órbita hizo que se desarrollasen las primeras aplicaciones fotovoltaicas.

Años más tarde, la crisis del petróleo y la expansión de la industria electrónica del silicio, significaron el inicio del interés por la energía fotovoltaica para aplicaciones terrestres.

Las celdas fueron comercializadas por primera vez en 1955. Pero sólo a comienzos de los ochenta, comenzaron a establecerse compañías fotovoltaicas. Fue en esta década y concretamente en Estados Unidos, donde se establecieron los métodos y estándares de prueba y funcionamiento para los módulos fotovoltaicos. Estas actividades ayudaron a las compañías a reducir sus costos y mejorar su funcionamiento, eficiencia y fiabilidad.

Los sistemas fotovoltaicos, están formados esencialmente por los siguientes elementos:

- **GENERADOR FOTOVOLTAICO:** encargado de captar y convertir la radiación solar en energía eléctrica, en corriente continua.
- **UN INVERSOR:** adapta la corriente continua producida por el generador fotovoltaico a las características eléctricas necesarias requeridas por las cargas a alimentar.
- **ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL CIRCUITO:** dispuestos entre los diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

Además, existen otros elementos que complementan la instalación, como pueden ser el gestor energético que debe estar conectado mediante el correspondiente cableado eléctrico, que discurrirá en canalizaciones adecuadas a las condiciones de la instalación

2.2.2 Generalidades

2.2.2.1 Funcionamiento

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos:

- **Efecto fotoemisivo o fotoexterno:** Provoca un arranque de electrones con liberación de estos.
- **Efecto fotoconductor o fotointerno:** Modifica la conductividad eléctrica del material.
- **Efecto fotovoltaico:** Crea una fuerza electromotriz en el material.

Precisamente en este último apartado es donde se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Los materiales usados para las

células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir ésta sobre el semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.

Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina recombinación.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creadas se formará un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones.

En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

Una de las dos regiones, la denominada n, ha sido dopada (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro.

La otra región, denominada p, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro. De esta manera, la unión p-n así formada presenta una diferencia de potencial V_e que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p. Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona n hacia la p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p.

La constitución de una célula de silicio convencional parte de una barra cristalina de silicio dopado con boro, que se corta en discos de un espesor 0,3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo, mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el

mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio más concentrado que el boro que éste contenía, hasta L profundidad aproximada de 0,3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua. Ambas sirven para facilitar la toma de contactos eléctricos con las dos regiones.

2.2.2.2 Módulo fotovoltaico

Las células se agrupan en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado.

Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V y 24 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2,5 W y los 460 W.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior
- Capa encapsulante anterior
- Células fotovoltaicas
- Capa encapsulante posterior
- Protección posterior
- Marco soporte
- Contactos eléctricos de salida

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexiónan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella.

Generalmente se dispone de un total de 36 a 144 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una. Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa

de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar las bornas de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie-paralelo.

2.2.2.3 Inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico CC/CA tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna perfectamente sincronizada con la red eléctrica convencional en frecuencia y tensión.

Este hecho hace que la primera condición para su diseño sea el seguimiento absoluto de los parámetros que varían constantemente en una red de distribución, así como su acoplamiento en la salida al tipo de red existente, ya sea trifásica, monofásica o bien de alta o baja tensión.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 ó 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son:

- **CONTROL PRINCIPAL:** Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.
- **ETAPA DE POTENCIA:** Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la

potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo. Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación en cualquier lugar de la vivienda fotovoltaica conectada a red. Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

- **CONTROL DE RED:** Es la interfase entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. Este circuito sincroniza perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (control principal + etapa de potencia) a la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc.
- **SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA:** Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

2.2.2.4 Elementos de protección

Los elementos de protección son aparatos, generalmente alojados en cuadros de distribución o de mando y protección, destinados a establecer e interrumpir circuitos eléctricos cuando el circuito en que se hallan presenta ciertas anomalías a las que son sensibles. Cada una de estas anomalías dispone de un elemento de protección específico que se encarga de reaccionar ante dicha situación. Dichas anomalías se pueden clasificar generalmente como:

CORTOCIRCUITO: Se dan cuando dos conductores que se encuentran a distinto potencial se ponen en contacto directamente o a través de un elemento metálico con baja impedancia. Se protege mediante interruptores magnéticos, y su funcionamiento no depende del tiempo transcurrido. La apertura se produce cuando la corriente que circula a través de la protección es demasiado elevada, provocando un campo magnético que es capaz de mover el resorte de apertura.

SOBREINTENSIDADES: Ocurren si el receptor, durante su funcionamiento, consume una

potencia superior a la nominal. Se protege mediante interruptores térmicos, y su funcionamiento depende, además, de la duración de la sobrecarga. La apertura por efecto térmico ocurre cuando la intensidad recalienta un bimetálico, compuesto por dos metales de distinto coeficiente de dilatación unidos entre sí, lo que provoca distintas dilataciones en la lámina, doblando el bimetálico y accionando el resorte de apertura. Las sobreintensidades debidas a sobrecargas son generalmente, mucho menores que las que se dan en un cortocircuito.

SOBRETENSIONES O BAJAS TENSIONES: Se produce cuando la tensión de la red es muy superior o inferior a la nominal. Normalmente esto ocurre con pequeños picos de tensión de corta duración, que no afectan significativamente a la instalación si se encuentran debidamente protegidas. Se protege mediante interruptores de máxima o mínima tensión. Su funcionamiento se basa en derivar los picos de tensión al conductor de tierra, evitando que lleguen a los equipos receptores.

DESCARGAS ELÉCTRICAS A LAS PERSONAS: Se protege mediante interruptores diferenciales. Es un dispositivo que va íntimamente ligado a la toma de tierra de un edificio. De hecho, si no existe dicha toma de tierra, el diferencial no garantiza la protección necesaria. Se encarga de proteger a los usuarios de las instalaciones contra contactos accidentales con partes que tienen tensión. Su funcionamiento se basa en la comparación entre la corriente que entra en el circuito y la que sale del mismo. Si ambas corrientes son iguales se supone que el circuito está funcionando con normalidad y no dispara. En caso contrario el aparato interpreta que parte de la corriente se ha perdido por el camino y dispara, abriendo el circuito.

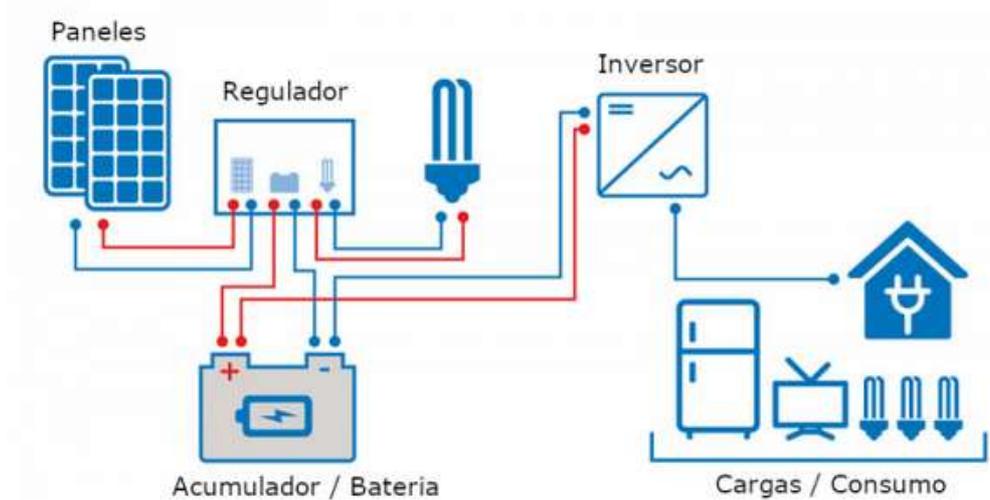
Para el correcto funcionamiento de las protecciones y la propia instalación, es fundamental una correcta puesta a tierra. La puesta a tierra se realiza por protección y servicio. La puesta a tierra de protección deriva las posibles corrientes peligrosas para la integridad física de las personas que se pudieran generar en la instalación. La puesta a tierra por servicio permite el correcto funcionamiento de determinados equipos y protecciones, al mantener el potencial respecto a tierra.

2.2.3 Solución adoptada

2.2.3.1 Solución

Para satisfacer la demanda asociada, y adecuarnos a la superficie disponible, se opta por una instalación fotovoltaica de 13,80 kW de potencia pico (20,00 kW de potencia nominal)

El principio básico de funcionamiento del parque fotovoltaico proyectado en régimen de autoconsumo con almacenamiento se muestra en la siguiente ilustración:



Esquema general de una instalación fotovoltaica aislada

Ilustración 14: Esquema Instalación Aislada

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene a través de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. La luz del sol incide en las células fotovoltaicas de la placa, creándose un campo de electricidad. Cuanto más intensa sea la luz, mayor será el flujo de electricidad.

Las células fotoeléctricas transforman la energía solar en electricidad en corriente continua, la cual puede ser almacenada en baterías, o transformada a corriente alterna, más empleada en los equipos eléctricos. El dispositivo que se encarga de esta transformación se denomina inversor. Este convierte la corriente continua en corriente alterna, con las mismas características que la de la red eléctrica a la que va a verse, controlando la uniformidad y calidad de la señal.

De esta manera es posible aprovechar la energía solar para transformarla en energía eléctrica, un elemento indispensable para la sociedad actual.

2.2.3.2 Módulo fotovoltaico adoptado

El panel fotovoltaico elegido es el **JA SOLAR 460W PERC JAM72S20-460/MR, 24V Monocrystalino de 72 células** el cual ofrece un gran rendimiento con baja irradiación capaz de entregar una potencia nominal de 460 w con un 20,6% de eficiencia y con una garantía de producción de 25 años.

Harvest the Sunshine

Mono

470W MBB Half-Cell Module
JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

Ilustración 15 Modulo fotovoltaico

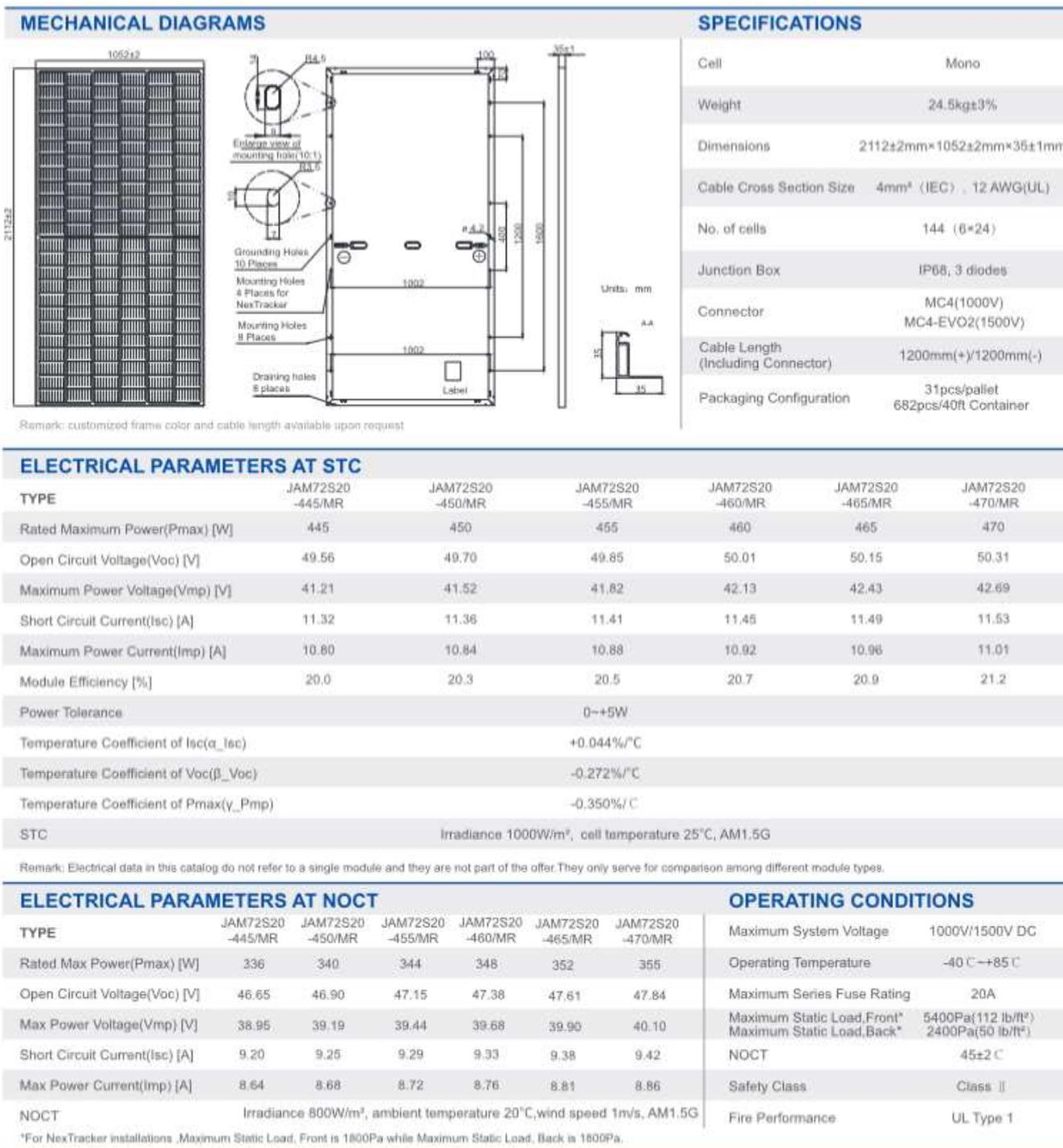


Ilustración 16 Ficha técnica instalación fotovoltaica

2.2.3.3 Inversor fotovoltaico adoptado

El inversor solar Huawei SUN2000-10KTL M1 es una solución innovadora de Huawei para instalaciones solares de autoconsumo a red trifásica. Su diseño compacto con reducido tamaño ofrece flexibilidad en su instalación. Incorpora pantalla LCD para fácil control y monitorización en tiempo real.

Dimensiones: 525x470x262mm Peso: 25kg



Ilustración 17 Inversor fotovoltaico

Los inversores Huawei están diseñados y fabricados con la **última tecnología** para uso residencial, el inversor optimiza al máximo la energía generada por las placas solares.

El inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 incorpora un software diseñado para conseguir niveles de eficiencia de hasta el 98.6% de placas solares, el sistema optimiza la producción de cada panel solar de la instalación solar. Incluso con el sistema de monitorización se puede gestionar el control a nivel de módulo.

El inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 viene acompañado de 2 MPPT, en cuya instalación de los paneles permite dividirlos en dos grupos donde cada uno se puede instalar con diferente inclinación. Con la ayuda de los MPPT, el inversor Huawei SUN2000-10KTL-M1 puede maximizar la eficiencia de los paneles solares de manera que se amortice mucho más rápido la inversión realizada

El Inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 cuenta con FusionHome-NetEco 10000s.

A parte de mejorar el funcionamiento de la instalación solar los inversores Huawei cuentan con una APP que permite la visualización en tiempo real de los parámetros de la instalación solar, pudiendo optimizar consumos y contribuir a mejorar el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Al inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 se puede combinar con el Smart Home Hub

Se trata de instalar un componente con el que este inversor logra combinar la producción de energía fotovoltaica con los consumos de los aparatos domésticos, logrando **optimizar la instalación fotovoltaica**.

Monitorización Inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 con la APP consulta toda la información acerca de la producción de energía de las placas solares, los consumos de **conexión a red**, gráficos de consumos, consulta de históricos, configuración y optimización del funcionamiento de la instalación. Con la **APP para Inversores Huawei** puedes monitorizar tu instalación de forma sencilla y fácil.

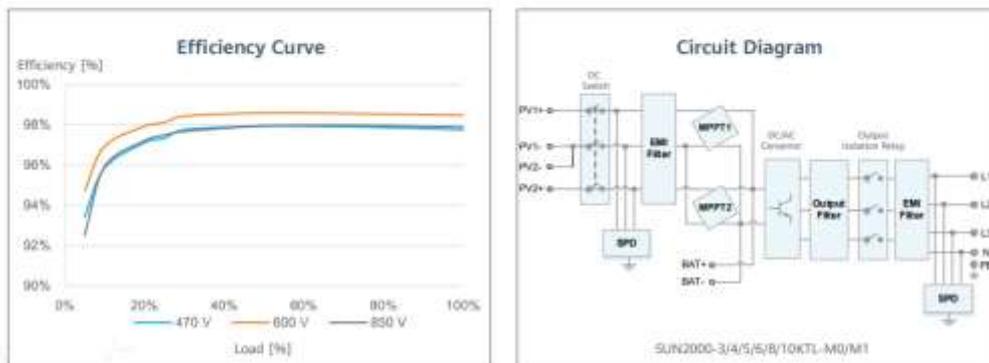


Ilustración 18 Monitor Inversor Huawei

2.2.4 Diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica

2.2.4.1 Introducción

El diseño geométrico determina la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos que componen el generador y la distancia entre las filas de módulos y entre éstas y los obstáculos del cerramiento del perímetro y el entorno, de forma que se sitúen las pérdidas por debajo de los límites estipulados por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE

Tabla I

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 1: Diseño geométrico

2.2.4.2 Definición de parámetros fundamentales

2.2.4.2.1 Orientación e inclinación

Los módulos se encontrarán orientados en la orientación de la cubierta del edificio, en lugar de sur geométrico (ángulo de azimut $\alpha = 18^\circ$), e inclinación 18° según razones económicas esgrimidas por la propiedad para los 30 paneles.



Ilustración 19 Modelado de instalación

Vista general del sistema

30 x Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. JAM72S20-460/MR (1000V) (11/2020) (Edificio 1: Superficie 1)

Acimut: 18 °, Inclinación: 18 °, Tipo de montaje: Techo, Potencia pico: 13,80 kWp

2X HUAWEI SUN2000 10 KTL M1

Sistema de baterías

3 HUAWEI LUNA 2000 5KW + BMS

Baterías: Litio

Ilustración 20 Vista general del sistema

Para obtener la inclinación óptima de los paneles se recurre a la siguiente fórmula, basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones a lo largo de emplazamientos con diferentes latitudes; dicho de otra manera, proporciona la inclinación óptima en función de la latitud:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot \phi$$

Donde:

- β_{opt} : Inclinación óptima (°).
- ϕ : latitud del emplazamiento de la instalación fotovoltaica.

Una vez obtenido el ángulo, y dado que éste debe imprimirse a la estructura fija sobre la que se colocarán los paneles fotovoltaicos, se optará por aquella inclinación, igual o semejante, que minimice las pérdidas respecto al ángulo idóneo y facilite la búsqueda y el montaje de las estructuras, haciendo uso de modelos prefabricados con ángulos estandarizados.

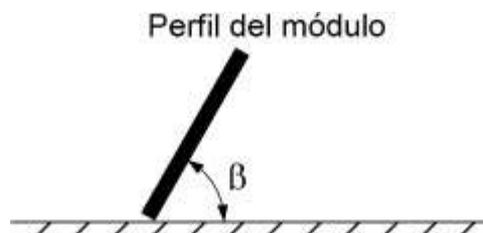


Ilustración 21 Perfil del Módulo

2.2.4.2.2 Orientación e inclinación

A fin de evitar pérdidas de radiación solar por sombras, se calculan las distancias mínimas entre

filas de paneles fotovoltaicos según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos y un obstáculo, de altura H , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de Sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \varnothing)}$$

Donde:

- d : Distancia libre entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo.
- h : Altura de una fila de módulos o de un obstáculo.
- \varnothing : Latitud del emplazamiento de la instalación fotovoltaica. Tal y como se muestra en la siguiente

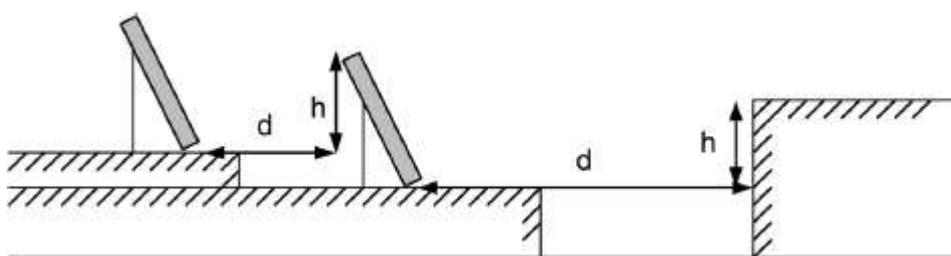


Ilustración 22 Inclinación Módulo

2.2.4.2.3 Distancia mínima de obstáculos

De igual manera, a fin de evitar pérdidas de radiación solar por sombras, se calculan las distancias mínimas a aquellos obstáculos fijos que se presenten en los alrededores de la instalación, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

2.2.4.3 Cálculo de pérdidas

2.2.4.3.1 Pérdidas por orientación e inclinación

Las pérdidas por inclinación se calculan mediante la expresión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, para esta inclinación:

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

Donde:

- β : Inclinación del módulo fotovoltaico.
- \varnothing : Latitud del emplazamiento.
- α : Ángulo de azimut.

Como método de corroboración, se emplea la ilustración del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA, que marca los rangos aproximados de pérdidas en función del ángulo de inclinación y el ángulo de azimut.

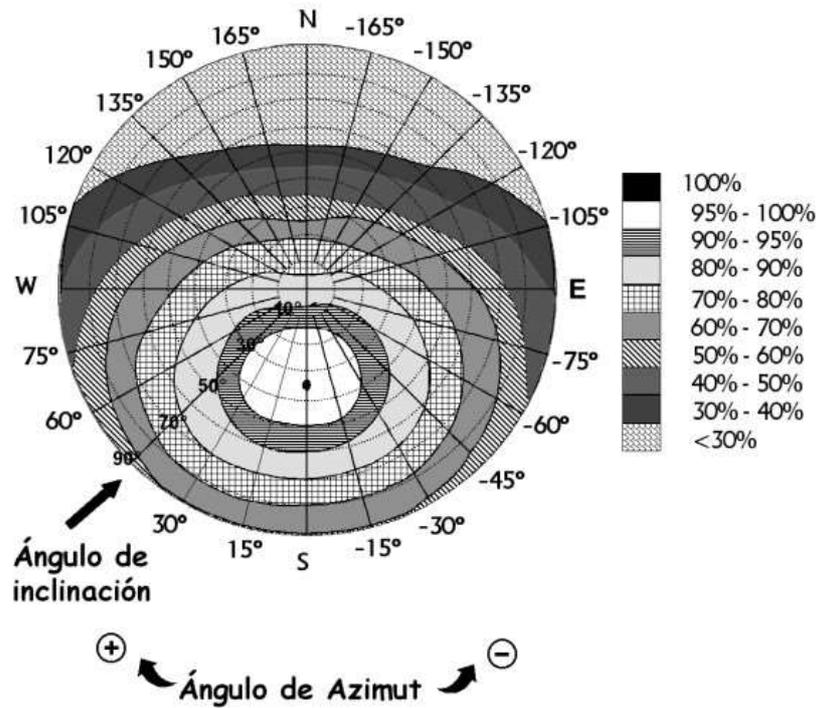


Ilustración 23 Latitud de emplazamiento

2.2.4.3.2 Pérdidas por sombras

A efectos de considerar las pérdidas por sombras, se tiene en cuenta cualquier estructura que supere el metro de altura alrededor de la instalación. Se han respetado las distancias calculadas en el apartado “2.3.4.2.3 *DISTANCIA MÍNIMA A OBSTÁCULOS*”, por lo que las posibles sombras sobre la instalación se deben a edificios o estructuras cercanas a la planta fotovoltaica. La ubicación y el diseño de la instalación se ha llevado a cabo de forma que se minimicen las sombras o el tiempo de duración de estas, por lo que se obtienen resultados más favorables, las cuales en este caso en concreto no afectan en ningún momento al estar ubicadas en un espacio abierto sin edificios ni vegetación que produzca ninguna sombra.

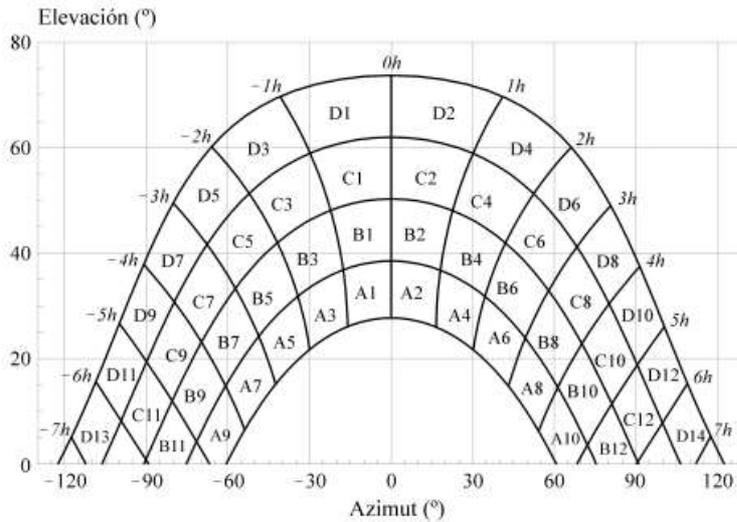


Ilustración 24 Ángulo de Azimut

2.2.4.3.3 Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura se estiman haciendo uso de la siguiente expresión:

$$L_{tem} = g \cdot (T_c - 25)$$

Donde:

- L_{tem} : Pérdidas medias anuales por temperatura.
- g : Coeficiente de temperatura de la potencia.
- T : Temperatura de las células.

2.2.4.3.4 Pérdidas por rendimiento del panel

Los paneles fotovoltaicos se degradan con el paso del tiempo, disminuyendo su rendimiento en el transcurso de este. Según la ficha técnica del fabricante, adjunta en el “ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS”, estos paneles conservan gran parte de su rendimiento a lo largo de 25 años, presentando un índice de degradación del 0,25%/año. Para el cálculo, se estimará esta pérdida de rendimiento como el promedio entre el momento inicial y el final.

2.2.4.3.5 Pérdidas por rendimiento del inversor

Los inversores seleccionados tienen una eficiencia europea del 97.8%, por lo que el factor de pérdida de rendimiento debido a los inversores es de 2,2%. Esta información está disponible en la ficha técnica del inversor, adjunta en el “ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS”

2.2.4.3.6 Pérdidas por polvo y suciedad

Debido a la zona en la que se encuentra la instalación, existe la posibilidad de que el viento levante tierra/arena, polvo y otros contaminantes, depositándolo sobre los módulos fotovoltaicos. Con un grado de limpieza medio de los mismos, se estima en un 1,5% las pérdidas por polvo y suciedad.

2.2.4.3.7 Pérdidas por efecto Joule en cableado

Las pérdidas de potencia en el cableado por efecto Joule en corriente continua desde los paneles fotovoltaicos hasta la entrada a los inversores, incluyendo pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones y diodos paralelos, en caso de que se dispongan, se estiman mediante las siguientes expresiones:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad -$$

$$P = I^2 \cdot R$$

Donde:

- R : Resistencia.
- ρ : Resistividad (Caso más desfavorable, cobre a 90°: 0,0220 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- L : Longitud del cable.
- S : Sección del cable.
- I : Intensidad.
- P : Pérdidas por potencia.

A su vez, el cálculo de las pérdidas desde los inversores hasta el punto de conexión se realiza con esta otra fórmula, ya que se trata de líneas de corriente alterna trifásica:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

Dada la dimensión del proyecto y la cantidad de cables de conexión, se ha realizado este cálculo mediante tablas, expresándose el valor final en el apartado.

2.2.4.3.8 Otras pérdidas

A efectos de contabilizar pérdidas que no hayan sido contabilizadas en los apartados anteriores, como pueden ser la dispersión de los paneles, fallos de funcionamiento o pérdidas del sistema de seguimiento MPPT del inversor, se estima un 0,2% adicional de pérdidas.

2.2.4.4 Cálculo de cargas

2.2.4.4.1 Cargas derivadas de la acción del viento

Para el cálculo de las cargas derivadas de la acción del viento se emplean dos métodos: cálculo de la presión dinámica y cálculo de la presión estática, siendo el más desfavorable de ambos el empleado de cara al diseño de la instalación. Teniendo en cuenta el Documento Básico de seguridad estructural en los que se refiere a acciones en la edificación (DB-SE AE: Acciones en la edificación), del CTE

2.2.4.4.2 Cargas sobre la superficie de instalación

Las cargas sobre la superficie de instalación se deducen de la sumatoria de la fuerza ejercida por el viento sobre los paneles y el peso de los paneles, estructura y parte proporcional de cableado, canalización y otro material por panel.

2.2.4.5 Resultados

Se muestran a continuación los resultados obtenidos a raíz de la formulación descrita en los apartados “2.3.4.2 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS FUNDAMENTALES” y “2.3.4.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS”. En el caso de los parámetros fundamentales, se expresa también el valor elegido, dado que no siempre corresponde con el resultado, debido a cuestiones de diseño.

PARÁMETROS	ELECCIÓN SUP. 1
ORIENTACIÓN:	18º
INCLINACIÓN:	18º
DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS:	0,3
DISTANCIA MÍNIMA A OBSTÁCULOS:	SIN OBSTÁCULOS

Ilustración 25 Parámetros Cálculo de Pérdidas

PÉRDIDAS	RESULTADO
ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	2,83
SOMBRAS	0
TEMPERATURA:	3,35
RENDIMIENTO DEL PANEL:	3,23
RENDIMIENTO DEL INVERSOR:	0,17
POLVO Y SUCIEDAD:	1,5
EFFECTO JOULE EN CABLEADO:	0,63
OTRAS:	0,2
TOTAL:	11,91

Ilustración 26 Pérdidas

Con los resultados obtenidos, las pérdidas, tanto de orientación e inclinación como de sombras, se encuentran por debajo de los límites estipulados por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA para el caso de nuestra instalación, tanto a nivel de valores individuales como de la sumatoria de ambos.

	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN (OI)	SOMBRAS (S)	TOTAL (OI+S)
GENERAL:	10%	10%	15%
RESULTADO (GENERAL):	2,83%	0%	2,83%
SUPERPOSICIÓN:	20%	15%	30%
INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA:	40%	20%	50%

Tabla 2: Límites del Pliego de Condiciones Técnicas

Por último, se presentan los resultados del cálculo de cargas, cuyas expresiones son descritas en el apartado “2.2.4.4. CÁLCULO DE CARGAS”

CARGAS	RESULTADO
DERIVADAS DE LA ACCIÓN DEL VIENTO:	
• Dinámicas:	29,03 kg/m ²
• Estáticas:	42,92 kg/m ²
SOBRE LA SUPERFICIE DE INSTALACIÓN	80,24 kg/m ²
MASA NECESARIA DE LA ESTRUCTURA/LASTRE:	68 kg

Tabla 3: Cálculo de cargas

2.2.5 Configuración de la instalación fotovoltaica

En este apartado se describen los paneles fotovoltaicos, inversores y otros equipos empleados, así como la configuración de los mismos.

La configuración final de la instalación fotovoltaica ha seguido los siguientes criterios:

- Maximización de la energía generada para la potencia proyectada.
- Optimización de las tensiones de trabajo de los inversores.
- Disminución de las pérdidas (Internas y externas)

2.2.5.1 Paneles fotovoltaicos

El panel fotovoltaico elegido es **JA SOLAR 460W PERC JAM72S20-460/MR, 24V Monocristalino de 72 células** capaz de entregar unapotencia nominal de 460 w con un 20,6% de eficiencia y con una garantía de producción de 25 años.

2.2.5.1.1 Dimensionamiento y distribución

En vistas de cumplir con el programa de necesidades, se necesitan al menos 30 paneles para llegar a los 13,80 kWp proyectados, necesarios para obtener un rendimiento óptimo del inversor, a la vez que se logra maximizar el porcentaje de la cobertura de la demanda. La conexión de los mismos se realizará conforme a las características técnicas de los inversores y de los propios paneles, definido en el apartado “2.3.5.6. CONFIGURACIÓN FINAL”

2.2.5.2 Inversores

2.2.5.2.1 Características

El inversor solar Huawei SUN2000-10KTL M1es una solución innovadora de Huawei para instalaciones solares de autoconsumo a red trifásica. Su diseño compacto con reducido tamaño ofrece flexibilidad en su instalación. Incorpora pantalla LCD para fácil control y monitorización en tiempo real.

Los inversores Huawei están diseñados y fabricados con la **última tecnología** para uso residencial, el inversor optimiza al máximo la energía generada por las placas solares.

El inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 incorpora un software diseñado par conseguir niveles de eficiencia de hasta el 98.6% de placas solares, el sistema optimiza la producción de cada panel solar de la instalación solar. Incluso con el sistema de monitorizacion se puede gestionar el control a nivel de módulo.

El inversor Huawei SUN2000-10KTL M1 viene acompañado de 2 MPPT, en cuya instalación de los paneles permite dividirlos en dos grupos donde cada uno se puede instalar con diferente inclinación. Con la ayuda de los MPPT, el inversor Huawei SUN2000-10KTL-M1 puede maximizar la eficiencia de los paneles solares.

Entre sus características más notables, se incluyen:

- Equipo de fácil instalación y montaje.
- No requiere de fusibles de CC.
- Integra seccionador de CC.
- Protección contra sobretensión CA/CC.
- Dispone de acceso Wi-Fi integrado con cualquier dispositivo móvil.

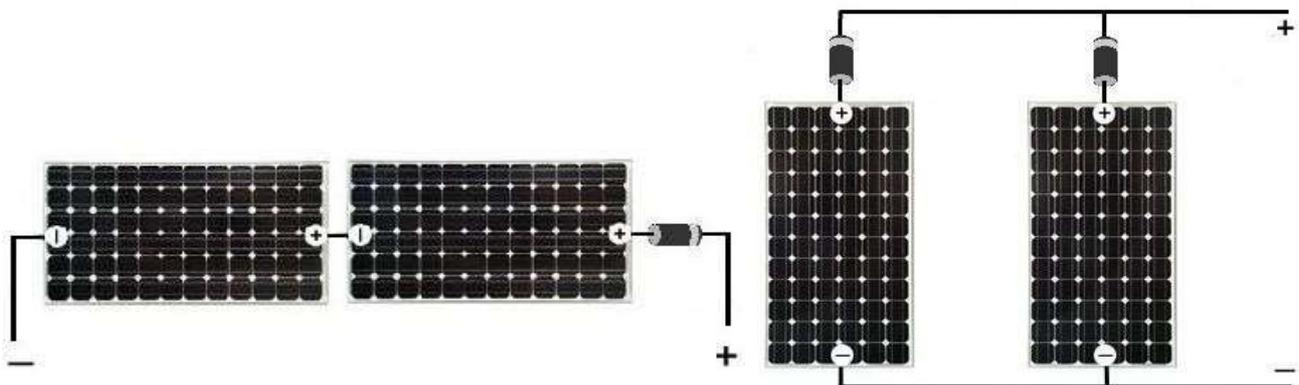
2.2.5.2.2 Dimensionado y distribución

Se decide instalar un inversor para la totalidad de paneles fotovoltaicos. Esta decisión de diseño justifica como modo de disminuir los costes de instalación y mantenimiento. Siendo una instalación de relativamente baja potencia, no se considera necesario modularizar los inversores para evitar pérdidas por desconexión del sistema en caso de fallo.

El amplio rango de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT) del inversor permite operar a la instalación fotovoltaica generando la máxima energía posible en cada momento, a pesar de condiciones variables como pueda ser la nubosidad o sombras parciales ocasionales.

En el apartado “2.3.5.6. CONFIGURACIÓN FINAL” se detalla cuántos paneles se habrán de conectar en serie para formar un string, y cuántos strings en paralelo podemos conectar al inversor, en función de las características técnicas de los módulos e inversores.

Ejemplos de conexión en serie (izquierda) y paralelo (derecha)



2.2.5.3 Conductores y canalización

2.2.5.3.1 Corriente continua

La sección de corriente continua es aquella que comprende la interconexión entre los paneles fotovoltaicos y los inversores.

El cableado TECSUN H1Z2Z2-K, de la marca PRYSMIAN, se emplea en instalaciones de baja tensión en corriente continua, como es el caso de las instalaciones fotovoltaicas. Su designación genérica H1Z2Z2-K, diseñada bajo la norma EN 50618, admite una tensión asignada de 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc). En cuanto a las prestaciones frente al fuego, posee una clase de reacción al fuego mínima Eca.

El conexionado entre el grupo de paneles y el inversor se realiza con sección de 6 mm², bajo canalización de bandeja UNEX PVC-M1 perforada 60x200 con tapa, evitando estar sometido a las inclemencias del tiempo y la acción directa del sol. Cuando sea necesario, se emplearán conectores enchufables MC4 para la conexión con los paneles fotovoltaicos y el inversor. La canalización constará de soportes o abrazadores con respecto a la cubierta, permitiendo una mayor disipación de calor. El trazado de la canalización se realizará de la manera lo más rectilínea posible y, en la medida de lo posible, junto a la estructura soporte, facilitando el paso de operarios y personal de mantenimiento.

Entre los cables eléctricos de baja tensión y los de telecomunicaciones deberá haber al menos 0,20 metros de separación, salvo que estos últimos estén apantallados y canalizados de manera independiente. Asimismo, siempre que sea posible, los cables eléctricos y de telecomunicaciones se instalarán por encima de las canalizaciones de agua y climatización, estableciendo una distancia mínima de 0,30 metros.

2.2.5.3.2 Corriente alterna

La sección de corriente alterna es aquella que comprende la interconexión entre los inversores y el Cuadro General de Mando y Protección (CGMP), designado como punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red interna.

El cableado AFUMEX CLASS 1000 V (AS), de la marca PRYSMIAN, se emplea en instalaciones de baja tensión en corriente alterna, como es el caso de las instalaciones interiores o receptoras. Su designación genérica RZ1-K (AS), diseñada bajo la norma UNE 21123-4, admite una tensión asignada de 0,6/1 kV. En cuanto a las prestaciones frente al fuego, posee una clase de reacción al fuego mínima Cca-s1b,d1,a1.

El conexionado entre el inversor y el punto de conexión a la red interior se realiza con sección de 35 mm²,

bajo canalización de bandeja UNEX PVC-M1 perforada 60x200 con tapa para trazados horizontales y bandejas REJBAND 60x200 EZ para trazados verticales. La canalización constará de soportes o abrazadores con respecto a la cubierta y paredes, permitiendo una mayor disipación de calor. El trazado de la canalización se realizará de la manera lo más rectilínea posible y, en la medida de lo posible, visibles y de fácil acceso, facilitando su instalación, y posterior mantenimiento.

Entre los cables eléctricos de baja tensión y los de telecomunicaciones deberá haber al menos 0,20 metros de separación, salvo que estos últimos estén apantallados y canalizados de manera independiente. Asimismo, siempre que sea posible, los cables eléctricos y de telecomunicaciones se instalarán por encima de las canalizaciones de agua y climatización, estableciendo una distancia mínima de 0,30 metros.

2.2.5.4 Protecciones

2.2.5.4.1 Corriente continua

Las medidas adoptadas con respecto a las protecciones de las personas, así como de la propia instalación con respecto a sobretensiones y cortocircuitos deberán cumplir con lo estipulado en la ITC BT 40. La instalación proyectada se clasifica como instalación generadora interconectada, por lo que en condiciones normales trabaja en paralelo con la red de distribución.

Se instalará un cuadro eléctrico de protecciones para corriente continua antes de cada inversor, preferiblemente junto a este, de doble aislamiento y con tapa transparente, con protección mínima IP 65, que permita la instalación en su interior de la totalidad de las protecciones.

La protección constará de un interruptor magnetotérmico para corriente continua 2x16 A, con poder de corte 10 kA y curva C, por cada línea o string instalada.

Asimismo, el inversor poseerá protección de sobretensión de corriente continua, dispositivo de desconexión en la entrada, protección contra polarización inversa de corriente continua y unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal. En caso de que se emplee un inversor que no cumpla dichas características, deberán instalarse estas protecciones junto a las anteriormente descritas.

2.2.5.4.2 Corriente alterna

Las medidas adoptadas con respecto a las protecciones de las personas, así como de la propia instalación con respecto a sobretensiones y cortocircuitos deberán cumplir con lo estipulado en la ITC BT 40. La instalación proyectada se clasifica como instalación generadora interconectada, por lo que en condiciones normales trabaja en paralelo con la red de distribución.

Las protecciones para corriente alterna se dividen en dos, las instaladas a la salida del inversor, y las instaladas en el Cuadro General de Mando y Protección (CGMP).

2.2.5.4.3 Protecciones en el inversor

Se instalará un cuadro eléctrico de protecciones para corriente alterna después de cada inversor, preferiblemente junto a este, de doble aislamiento y con tapa transparente, con protección mínima IP 65, que permita la instalación en su interior de la totalidad de las protecciones.

La protección constará de un interruptor magnetotérmico 4x25 A, con poder de corte 10 kA y curva C, así como de un interruptor diferencial 4x25 A, sensibilidad 30 mA, clase AC.

Asimismo, el inversor poseerá protección de sobretensión de corriente alterna, dispositivo de desconexión en la entrada, resistencia al cortocircuito de corriente alterna y unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal. En caso de que se emplee un inversor que no cumpla dichas características, deberán instalarse estas protecciones junto a las anteriormente descritas.

2.2.5.4.4 Protecciones en el CGMP

El conexionado de la instalación a la red interior se realizará mediante la adición de la nueva línea al Cuadro General de Mando y Protección (CGMP), debidamente protegida.

La protección constará de un interruptor magnetotérmico 4x25 A, con poder de corte 10 kA y curva C, así como de un interruptor diferencial 4x25 A, sensibilidad 300 mA, clase AC.

2.2.5.5 Otros

2.2.5.5.1 Gestor energético

A través de la aplicación FUSION SOLAR gestiona a través del medidor Huawei Smart Power Sensor monitoriza todos los flujos energéticos de la instalación, detecta automáticamente el potencial de ahorro y permite un uso eficiente de la energía solar. De este modo, la gestión inteligente de la energía pasará a ser aún más sencilla y económica. Entre sus beneficios, podemos destacar:

- Gestión inteligente de la energía y medición de potencia en un solo equipo.
- Instalación rápida y sencilla (Plug & Play).
- Conexiones de comunicación adaptadas al futuro (EEBus, SEMP y WLAN).
- Automatización de la gestión de la energía.
- Se puede programar para inyección cero a la red eléctrica.

Debido a las características del modelo, sólo es necesario instalar un de estos equipos. La

ubicación determinada idónea ha sido junto al inversor en el cuarto habilitado para tal fin.



Ilustración 27 Interruptor magnetotérmico

2.2.5.5.2 Puesta a tierra

La puesta a tierra se realiza por protección y servicio. La puesta a tierra de protección deriva las posibles corrientes peligrosas para la integridad física de las personas que se pudieran generar en la instalación. La puesta a tierra por servicio permite el correcto funcionamiento de determinados equipos y protecciones, al mantener el potencial respecto a tierra.

Los paneles fotovoltaicos irán conectados a un cable de cobre aislado de 6 mm², que derivará a tierra mediante una conducción de 35 mm² que recorrerá la vertical del edificio hasta los electrodos de puesta a tierra. Se instalarán 1 picas, de 2 metros de longitud y distanciadas entre sí al menos un metro.

2.2.5.5.3 Estructura

Los paneles fotovoltaicos estarán montados sobre una estructura solarblock, orientada a 18° e inclinada 18° en la superficie antigua.

La separación mínima de los paneles a la cubierta será la necesaria a fin de reducir la deposición de polvo en los módulos y proporcionar una distancia de seguridad frente a inundaciones, así como a roedores y pequeños insectos.

La tornillería estará fabricada en aluminio, lo que aumenta su protección anticorrosión.

TIPOLOGÍA:

Estructura solarblock Fija

INCLINACIÓN:	18º
POSICIÓN DE LOS PANELES:	Horizontal
MATERIAL:	Hormigón. Tornillería en aluminio
NÚMERO DE MÓDULOS POR ESTRUCTURA:	1 ud
DIMENSIONES (Largo, ancho, altura):	Especificada en plano
POTENCIA POR ESTRUCTURA:	460 w Wp
NÚMERO TOTAL DE ESTRUCTURAS:	34 ud

2.2.5.6 Configuración final

La instalación fotovoltaica estará ubicada en la cubierta inclinada de un edificio denominado en este proyecto como superficie 1. Se emplearán 34 solarblock para su fijación a la cubierta con una inclinación de 18° y dirección sur para la nueva estructura. La potencia nominal total será de 13,80 kW Se conformarán 2 strings o cadenas de 15 módulos fotovoltaicos que irán conectados, a un Huawei sun2000 10 ktl m1, 1 por cada seguidor MPPT por inversor. Se empleará un gestor energético Huawei Smart Power Sensor a través de la aplicación Fusionsolar.

Vista general del sistema

30 x Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. JAM72S20-460/MR (1000V) (11/2020) (Edificio 1: Superficie 1)

Acimut: 18 °, Inclinación: 18 °, Tipo de montaje: Techo, Potencia pico: 13,80 kWp

2X HUAWEI SUN2000 10 KTL M1

Ilustración 28: Configuración final



Ilustración 29 Vista General del Sistema

La energía eléctrica generada en corriente continua en el campo fotovoltaico se transformará en corriente alterna mediante los inversores. De esta forma se adecua la corriente generada por los sistemas fotovoltaicos a las características de la corriente que circula por la red, siendo posible la operación en paralelo de ambos sistemas. La conexión desde los inversores hasta el punto de conexión se realizará mediante una línea de baja tensión que desembocará en el Cuadro General de Mando y Protección (CGMP) del edificio.

2.3 Anexo III: Cálculo de instalación de baja tensión

2.3.1 Potencia Total

La potencia total de la instalación fotovoltaica vendrá dada por la suma de las potencias nominales de los inversores. Por tanto, la potencia total será:

INVERSORES	POTENCIA NOMINAL
□ 2HUAWEI SUN2000 10 KTL M1	20,00 kW
TOTAL:	20,00 kW

Tabla 4: Potencia Nominal

A efectos de la justificación de la instalación eléctrica, se han realizado los cálculos con la potencia pico de la instalación, que serán más desfavorables que los obtenidos mediante la potencia nominal de la misma, situando los resultados del lado de la seguridad.

2.3.2 Generalidades

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

Por otra parte, la ITC BT-40 señala que, para instalaciones generadores de baja tensión, los cables de conexión se dimensionarán para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador; y que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación anterior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

El conexionado entre el grupo de paneles y el inversor se realiza con sección de 6 mm², bajo

canalización de bandeja UNEX PVC-M1 perforada 60x200 con tapa, evitando estar sometido a las inclemencias del tiempo y la acción directa del sol. Cuando sea necesario, se emplearán conectores enchufables MC6 para la conexión con los paneles fotovoltaicos y el inversor. La canalización constará de soportes o abrazadores con respecto a la cubierta, permitiendo una mayor disipación de calor. El trazado de la canalización se realizará de la manera lo más rectilínea posible y, en la medida de lo posible, junto a la estructura soporte, facilitando el paso de operarios y personal de mantenimiento.

El conexionado entre el inversor y el punto de conexión a la red interior se realiza con sección de 35 mm², bajo canalización de bandeja UNEX PVC-M1 perforada 60x200 con tapa para trazados horizontales y bandejas REJIBAND 60x200 EZ para trazados verticales. La canalización constará de soportes o abrazadores con respecto a la cubierta y paredes, permitiendo una mayor disipación

de calor. El trazado de la canalización se realizará de la manera lo más rectilínea posible y, en la medida de lo posible, visibles y de fácil acceso, facilitando su instalación, y posterior mantenimiento.

2.3.3 Formulación empleada

2.3.3.1 Intensidad Máxima admisible

La intensidad máxima admisible deberá ser inferior a las admitidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, teniendo en cuenta los factores de corrección según el tipo de instalación y sus condiciones particulares.

En el caso de los paneles fotovoltaicos, la conexión se realiza en serie, por lo que la intensidad máxima de la línea será la correspondiente al panel, a la cual se aplicarán factores de reducción y coeficientes de seguridad en función de la acción solar directa, la temperatura, agrupamiento de cableado y por ser instalación fotovoltaica generadora.

2.3.3.1.1 Sistema Monofásico

La intensidad máxima admisible en un sistema monofásico viene determinada por la expresión:

$$I_n = \frac{P}{U_f \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

- I_n : Intensidad nominal del circuito.

- P : Potencia.
- U_f : Tensión.
- $\cos\varphi$: Factor de potencia.

2.3.3.1.2 Sistema Trifásico

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_f \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

- I_n : Intensidad nominal del circuito.
- P : Potencia.
- U_f : Tensión.
- $\cos\varphi$: Factor de potencia.

2.3.3.2 Caída de tensión

2.3.3.2.1 Sistema Monofásico

En circuitos interiores de la instalación, la caída de tensión no superará un porcentaje del 1,5% en la interconexión entre paneles fotovoltaicos e inversores ni del 1,5% en la derivación individual, según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Debido a las características del circuito, se despreciará el término de reactancia en el cálculo de la caída de tensión.

Las fórmulas empleadas serán las siguientes:

La caída de tensión en un sistema monofásico viene determinada por la expresión:

$$AU = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S}; \epsilon(\%) = 100 \cdot \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S}$$

Para la determinación de la sección del cable, se emplea la siguiente reformulación de la expresión anteriormente dada:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot AU}$$

Donde:

- S : Sección del cableado.
- L : Longitud del cable.
- I : Intensidad del circuito.
- γ : Conductividad del conductor.
- AU : Caída de tensión.
- (%): Porcentaje de caída de tensión.

2.3.3.2.2 Sistema Trifásico

La caída de tensión en un sistema monofásico viene determinada por la expresión:

$$AU = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S} ; \epsilon(\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot S}$$

Para la determinación de la sección del cable, se emplea la siguiente reformulación de la expresión anteriormente dada:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot AU}$$

Donde:

- S : Sección del cableado.
- L : Longitud del cable.
- I : Intensidad del circuito.
- γ : Conductividad del conductor.
- AU : Caída de tensión.
- (%): Porcentaje de caída de tensión.
- $\cos\varphi$: Factor de potencia

2.3.3.3 Intensidad de Cortocircuito

El método utilizado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, según el apartado 2.3 de la norma UNE-EN 60909-0, está basado en la introducción de una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito. La fuente de tensión equivalente es la única tensión activa del sistema. Todas las redes de alimentación y máquinas síncronas y asíncronas son reemplazadas por sus impedancias internas.

En sistemas trifásicos de corriente alterna, el cálculo de los valores de las corrientes resultantes en

cortocircuitos equilibrados y desequilibrados se simplifica por la utilización de las componentes simétricas.

Utilizando este método, las corrientes en cada conductor de fase se determinan por la superposición de las corrientes de los tres sistemas de componentes simétricas:

- Corriente de secuencia directa (1).
- Corriente de secuencia inversa (2).
- Corriente homopolar (0).

Se evaluarán las corrientes de cortocircuito, tanto máximas como mínimas, en los puntos de la instalación donde se ubican las protecciones eléctricas.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, el sistema puede ser convertido por reducción de redes en una impedancia de cortocircuito equivalente Z_k en el punto de defecto.

Se tratan los siguientes tipos de cortocircuito:

- Cortocircuito trifásico.
- Cortocircuito bifásico.
- Cortocircuito bifásico a tierra.
- Cortocircuito monofásico a tierra.

La corriente de cortocircuito simétrica inicial $I''_k = I''_{k3}$ teniendo en cuenta la fuente de tensión equivalente en el punto de defecto, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I''_k = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k}$$

Donde:

- c : Factor c de la tabla 1 de la norma UNE-EN 60909-0.
- U_n : Tensión nominal fase-fase V .
- Z_k : Impedancia de cortocircuito equivalente.

2.3.3.3.1 Cortocircuito Bifásico (UNE-EN 60909-0, APARTADO 2.4.4.2.2)

En el caso de un cortocircuito bifásico, la corriente de cortocircuito simétrica inicial es:

$$I''_{k2} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{(1)} + Z_{(0)}} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{(1)}} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot I''_{k3}$$

Durante la fase inicial del cortocircuito, la impedancia de secuencia inversa es aproximadamente igual a la impedancia de secuencia directa, independientemente de si el cortocircuito se produce en un punto próximo o alejado de un alternador. Por lo tanto, en la ecuación anterior es posible introducir $Z(2) = Z(1)$.

2.3.3.3.2 Cortocircuito bifásico a tierra (UNE-EN 60909-0, APARTADO 2.4.4.2.3)

La ecuación que conduce al cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica inicial en el caso de un cortocircuito bifásico a tierra es:

$$I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|Z_{(1)} + Z \cdot Z_{(0)}|}$$

2.3.3.3.3 Cortocircuito monofásico a tierra (UNE-EN 60909-0, APARTADO 2.4.4.2.4)

La corriente inicial del cortocircuito monofásico a tierra I''_{k1} , para un cortocircuito alejado de un alternador con $Z(2) = Z(1)$, se calcula mediante la expresión:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|2 \cdot Z_{(1)} + Z_{(0)}|}$$

2.3.3.4 Elementos de protección

2.3.3.4.1 Sobrecarga

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra sobrecargas deben satisfacer las siguientes dos condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- I : Intensidad de diseño del circuito.
- I_n : Intensidad asignada del dispositivo de protección.
- I : Intensidad permanente admisible del cable.
- I_2 : Intensidad efectiva asegurada en funcionamiento en el tiempo convencional del dispositivo de protección.

2.3.3.4.2 Cortocircuito

Para que la línea quede protegida a cortocircuito, el poder de corte de la protección debe ser mayor al valor de la intensidad máxima de cortocircuito:

$$I_{cu} > ICC_{m\acute{a}x}$$

$$I_{cs} > ICC_{m\acute{a}x}$$

Donde:

- $ICC_{m\acute{a}x}$: Máxima intensidad de cortocircuito prevista.
- I_{cu} : Poder de corte último.
- I_c : Poder de corte de servicio.

Además, la protección debe ser capaz de disparar en un tiempo menor al tiempo que tardan los aislamientos del conductor en dañarse por la elevación de la temperatura. Esto debe suceder tanto en el caso del cortocircuito máximo, como en el caso del cortocircuito mínimo:

$$t_{cc} < t_{cable}$$

Para cortocircuitos de duración hasta 5 s, el tiempo t , en el cual una determinada intensidad de cortocircuito incrementará la temperatura del aislamiento de los conductores desde la máxima

temperatura permisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite puede, como aproximación, calcularse desde la fórmula:

$$t = \left(k \cdot \frac{S}{I_{cc}} \right)^2$$

Donde:

- I_c : Intensidad de cortocircuito.
- t_c : Tiempo de duración del cortocircuito.
- S_{cabl} : Sección del cable.
- k : Factor que tiene en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad calorífica del material del conductor, y las oportunas temperaturas iniciales y finales. Para aislamientos de conductor de uso corriente, los valores de k para conductores de línea se muestran en la tabla 43A.

- t_{cabl} : Tiempo que tarda el conductor en alcanzar su temperatura límite admisible.

Para tiempos de trabajo de los dispositivos de protección $< 0,10$ s donde la asimetría de la intensidad es importante y para dispositivos limitadores de intensidad k^2S^2 debe ser más grande que el valor de la energía que se deja pasar (I^2t) indicado por el fabricante del dispositivo de protección.

Donde:

- I^2t : Energía específica pasante del dispositivo de protección.
- S: Tiempo de duración del cortocircuito.

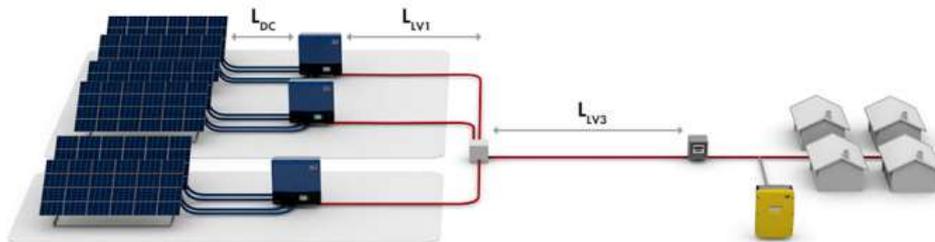
2.3.4 Cálculos Realizados

2.3.4.1 Circuitos de corriente continua (baja tensión)

El conexionado entre los paneles fotovoltaicos antes de su llegada a las cajas de derivación es un conexionado en serie, de tal manera, que se suman las tensiones, permaneciendo constante la intensidad. La longitud es generalmente homogénea entre los paneles fotovoltaicos que conforman cada grupo o línea, siendo la distancia entre los mismos hasta los inversores la que varía. Debido a ello, se calcula cada uno de los string de manera independiente, escogiendo la longitud más desfavorable en cada caso.

	✓ CC	✓ BT	✓ Total
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	62,08 W	48,94 W	111,02 W
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0,45 %	0,36 %	0,82 %
Longitud total del cable	160,00 m	30,00 m	190,00 m
Secciones de cable	6 mm ²	6 mm ²	6 mm ²

Gráfico



Cables DC1

	Material de los cables	Longitud simple	Sección	Caída de tensión	Pérdida relativa de potencia
Subproyecto 1	A B Cobre	40,00 m	6 mm ²	2,7 V	0,45 %

Cables LV1

	Material de los cables	Longitud simple	Sección	Resistencia de línea	Pérdida relativa de potencia
Subproyecto 1	Cobre	10,00 m	6 mm ²	R: 9,556 mΩ XL: 0,750 mΩ	0,12 %

Cable LV3

	Material de los cables	Longitud simple	Sección	Resistencia de línea	Pérdida relativa de potencia
	Cobre	10,00 m	6 mm ²	R: 28,667 mΩ XL: 0,750 mΩ	0,24 %

Ilustración 30 Circuitos de corriente continua

Por tanto, la sección del interconexión entre los paneles fotovoltaicos y desde los mismos hasta los inversores será de 6 mm², que cumple con la comprobación por criterio de intensidad máxima admisible. Asimismo, la caída de tensión a lo largo de la totalidad de la sección de corriente continua es inferior al límite de 1,5% establecido por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, por lo que cumple con la normativa.

2.3.4.2 Circuitos de corriente alterna (baja tensión)

A efectos de la justificación de la instalación eléctrica, se han realizado los cálculos con la potencia pico de la instalación, que serán más desfavorables que los obtenidos mediante la potencia nominal de la misma, situando los resultados del lado de la seguridad. Por otra parte, se

ha tenido en cuenta que la ITC-BT-40 señala que, para instalaciones generadores de baja tensión, los cables de conexión se dimensionarán para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

2.3.4.3 Puesta a tierra

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad, además de asegurar el funcionamiento de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo de avería en los equipos eléctricos.

De acuerdo con la norma del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) ITC-BT-18, los conductores deberán ser del mismo material que el empleado en los conductores de la instalación. La sección de los mismos vendrá definida por la siguiente tabla:

Tabla 2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

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

Ilustración 31 Puesta a Tierra

Características del suelo

Según los datos recabados de la información del terreno, la resistividad media superficial del terreno dónde se instalará la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica es de 158 $\Omega \cdot m$.

2.3.4.3.1 Dimensionado de la toma de tierra

El dimensionado de la toma de tierra parte de la formulación empleada en la ITC BT-18 del REBT para la estimación de la longitud de picas verticales enterradas. Se emplea la resistividad del terreno detallada en el anterior apartado, calculando la longitud del conductor para que la toma de tierra obtenga un valor inferior a 37 Ω . La fórmula queda como muestra a continuación:

$$R = K \cdot \frac{\rho}{n \cdot L}$$

Donde:

- R : Resistencia de la toma de tierra.
- p : Coeficiente de resistividad del terreno.
- K : Coeficiente (D/L), siendo D la distancia entre picas y L la longitud de las mismas.
- n : número de picas empleadas.
- L : Longitud de cada pica.

Para el presente proyecto, los paneles fotovoltaicos irán conectados a un cable de cobre aislado de 6 mm², que derivará a tierra mediante una conducción de 35 mm² que recorrerá la vertical del edificio hasta los electrodos de puesta a tierra. Se instalarán 1 picas, de 2 metros de longitud lo que proporciona una resistencia de la toma a tierra de 17,25Ω.

Se deberán realizar mediciones durante la ejecución de la instalación, comprobando que la medida obtenida es, al menos, igual al resultado obtenido. De no ser el caso, se adoptarán las medidas correctoras pertinentes para reducir el valor de la resistencia al calculado o a uno más favorable.

2.4 Anexo IV: Plan de ejecución de obra

2.4.1 Cronograma del plan de obra

El plazo de ejecución y posterior puesta en marcha será de 5 días.

Realizada la consulta oportuna a fabricantes y distribuidores, el cronograma del plan de obra ha sido ajustado en función de estos tiempos de suministro.

La ejecución del proyecto procederá con el siguiente orden de actuación:

- Montaje y sujeción de las estructuras soporte.
- Instalación de los paneles fotovoltaicos sobre las estructuras.
- Instalación de los inversores y otros equipos.
- Instalación del cableado y conexiones eléctricas.
- Instalación de las protecciones.
- Revisión exhaustiva de la totalidad de la instalación.
- Puesta en marcha de la instalación.
- Mantenimiento.

El conjunto de imágenes que siguen a continuación detalla el plan de obra estimado:

		MES 1																																		
		SEMANA 1					SEMANA 2					SEMANA 3					SEMANA 4					SEMANA 5														
		L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D	L	M	X	J	V	S	D
1	ACOPIO DE MATERIAL Y TRANSPORTE																																			
2	ADECUACIÓN DE LA CUBIERTA																																			
3	OBRA CIVIL (ARMARIOS Y CUADROS)																																			
4	MONTAJE DE CUADROS																																			
5	MONTAJE DE ESTRUCTURAS																																			
6	COLOCACIÓN DE MÓDULOS																																			
7	COLOCACIÓN DE INVERSOR																																			
8	INSTALACIÓN ELÉCTRICA CC (FV)																																			
9	INSTALACIÓN ELÉCTRICA CA (FV)																																			
10	CONEXIÓN FINAL CA (FV)																																			
11	CONEXIÓN FINAL CC (FV)																																			
12	LIMPIEZA FINAL DE OBRA																																			

Tabla 5: Cronograma

2.5 Anexo V: Fichas Técnicas

2.5.1 Estructura de soporte

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.



SOLARBLOC (CUBIERTAS Y SUPERFICIES) 18°

Los soportes SOLARBLOC se fabrican en ocho grados distintos, 3°, 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30° y 34°. Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

CARACTERÍSTICAS:

MEDIDAS APROXIMADAS (Cm)

100X41X16

PESO APROXIMADO

60kg

UD. POR PALET

20

POSICIÓN DEL PANEL

Horizontal o Vertical

El sistema Solarbloc® permite fijar los módulos solares directamente al soporte sin utilizar estructura metálica. Los soportes Solarbloc® se fabrican en siete grados distintos, 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30° y 34°. Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

Características de SOLARBLOC®:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Fijación del panel mediante carril incorporado al soporte.
 - Elimina la estructura metálica.
 - Elimina el lastrado de las estructuras.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

Ilustración 32 Estructura de Soporte

Grupo	Inclinación apoyos						
	Grupo 1				Grupo 2		
Inclinación	10°	12°	15°	18°	28°	30°	34°
Altura 1 (cm)	33,24	34,97	37,47	40,94	56,95	58,94	62,84
Altura 2 (cm)	15,96	14,21	11,54	9,91	26,11	26,03	25,96
Largo (cm)	100,00	100,00	100,06	100,38	60,00	60,04	60,32
Ancho (cm)	16,00	16,00	16,00	16,00	23,50	23,50	23,50
Peso (kg)	60,00	60,00	60,00	60,00	68,00	71,30	77,80
Composición	HM-20						
Grupo 1							
Grupo 2							

Ilustración 33: Inclinación Estructura Portante

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A COMPRESIÓN - Procedimiento interno basado en las normas:

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

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

Metodología:

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

RESISTENCIA A COMPRESIÓN MEDIA
(Mpa)

20,8 MPa

DENSIDAD DEL HORMIGÓN. - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12390-7:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 7: Densidad del hormigón endurecido.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilindricos extraidos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

DENSIDAD DEL HORMIGÓN ENDURECIDO
(kg/m³)

2230 Kg/m³

Ilustración 34 Caracterización Física/Mecánica del Hormigón "SOLARBLOC"

VELOCIDAD DE LOS IMPULSOS ULTRASÓNICOS - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-4: 2006. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 4: Determinación de la velocidad de los impulsos ultrasónicos.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilindricos extraidos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

VELOCIDAD
(m/s)

3380 m/s

TIEMPO
(µs)

23,7 µs

Ilustración 35 Velocidad de los Impulsos Ultrasónicos

ÍNDICE DE REBOTE - Procedimiento interno basado en la norma:
UNE-EN 12504-2:2013. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 2: Ensayos no destructivos. Determinación del índice de rebote.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ÍNDICE ESCLEROMÉTRICO

32

ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:
UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad de piezas para fábrica de albañilería

Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN DE AGUA POR
CAPILARIDAD (g/m²s)

6,78 g/m²s

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA - Procedimiento interno.

Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA
(%)

5,05%

Ilustración 36 Índice de rebote, Absorción por capilaridad y Absorción total de agua

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:
UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad

Metodología:

Después de secada la pieza hasta masa constante, se sumerge en agua la cara inferior del SOLARBLOC durante 10 minutos y se determina el aumento de masa.

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD
SOLARBLOC 10F, 12F, 14F y 18F

2.47 g/m²s

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD
SOLARBLOC 28F, 30F, y 34F

6.67 g/m²s

$$C_{w,s} = \frac{m_{10,0} - m_{360,0}}{A_s \times t_{10}} \times 10^6 \left[\frac{\text{g}}{\text{m}^2 \times \text{s}} \right]$$

$C_{w,s}$ = Coeficiente de absorción por capilaridad (g/m²s)
 $m_{10,0}$ = Masa de la pieza después de la inmersión (g)
 $m_{360,0}$ = Masa de la pieza después del secado (g)
 A_s = Superficie bruta de la cara de la probeta sumergida (mm²)
 t_{10} = Tiempo de inmersión (s)

PAR DE APRIETE SOPORTADO POR EL SOLARBLOC - Procedimiento interno.

Metodología:

Pruebas de validación realizadas con mediciones en diferentes posiciones mediante el empleo de llaves dinamométricas.

	SOLARBLOC 10F, 12F, 14F y 18F	SOLARBLOC 28F, 30F, y 34F
Par de apriete máximo sin dañar el hormigón de la pieza	20 - 25 Nm	20 - 25 Nm
Mínima distancia a borde para fallo por cono de hormigón y fisuración	45 mm	60 mm
Separación crítica entre anclajes	50 mm	50 mm

Ilustración 37 Caracterización Física /Mecánica SolarBloc

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

INMERSIÓN EN SULFATOS - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de la inmersión durante 3 meses en disoluciones diferentes de sulfato sódico tomando como referencia los límites marcados en la EHE-08 de suelos agresivos.

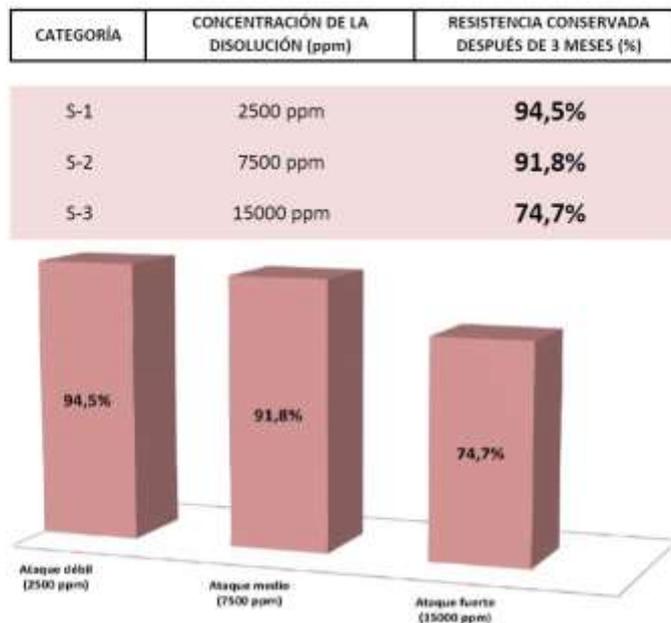


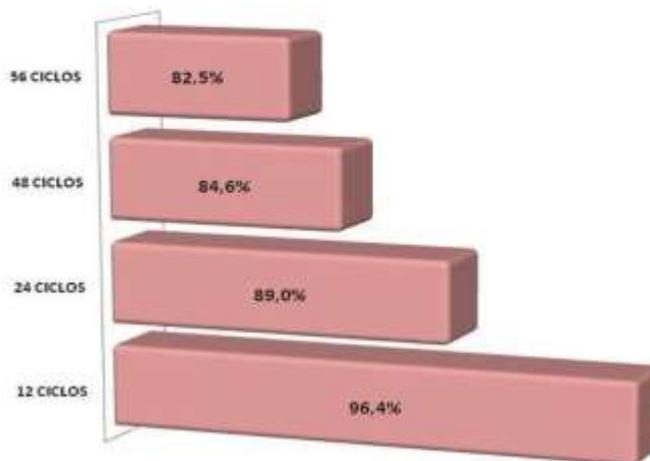
Ilustración 38: Ensayos durabilidad del hormigón

RESISTENCIA A CICLOS DE HIELO/DESHIELO - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 12 horas de hielo/deshielo en cámara controlada. Los tiempos y temperaturas en cada ciclo se reflejan en la tabla 1.

Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
12 Ciclos de 12 horas	96,4%
24 Ciclos de 12 horas	89,0%
48 Ciclos de 12 horas	84,6%
56 Ciclos de 12 horas	82,5%



	Temperatura	Tiempo
Inicio	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	T_0
Fase 1	$\leq 0\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_1 + 2,0\text{ h.}$
Fase 2	$\leq -8\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -12\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_2 + 6,0\text{ h.}$
Fase 3	Inmersión total	$T_3 + 6,5\text{ h.}$
Fase 4	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_4 + 9,0\text{ h.}$
Fase 5	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_5 + 12,0\text{ h.}$

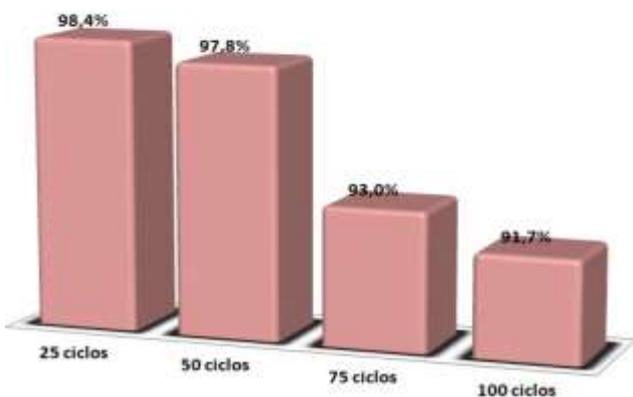
Tabla 1. Desarrollo de los ciclos cada 12 horas

Ilustración 39: Resistencia a ciclos de hielo y deshielo

RESISTENCIA A CICLOS DE HUMECTACIÓN/SECADO - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 24 horas de humectación/secado consistentes en 7 horas en estufa ventilada a 70 °C y 17 horas sumergidas en agua a 20 °C



Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
25 Ciclos de 24 horas	98,4%
50 Ciclos de 24 horas	97,8%
75 Ciclos de 24 horas	93,0%
100 Ciclos de 24 horas	91,7%

	Fase	Tiempo
Inicio	20 °C	T_0
Fase 1	Estufa ventilada a 70 °C	$T_1 + 7,0\text{ h.}$
Fase 2	Inmersión en agua a 20 °C	$T_2 + 24,0\text{ h.}$

Tabla 2. Desarrollo de los ciclos cada 24 horas

Ilustración 40: Resistencia a ciclos de humectación/secado

RESISTENCIA QUÍMICA DEL HORMIGÓN. LIXIVIACIÓN - Procedimiento interno

Metodología:

Evaluación de la lixiviación del hormigón mediante la inmersión de 5 testigos cilíndricos de hormigón de 40 mm de diámetro y 80 mm de longitud en una disolución semi-saturada de NH_4NO_3 a 20 °C en intervalos de 1-80 días. Determinación del porcentaje de resistencia conservada a la compresión frente a la disolución de calcio y silicio observada.

TIEMPO DE INMERSIÓN (Día)	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
1 día	88,9%
5 días	81,0%
21 días	68,2%
45 días	63,2%
71 días	46,6%

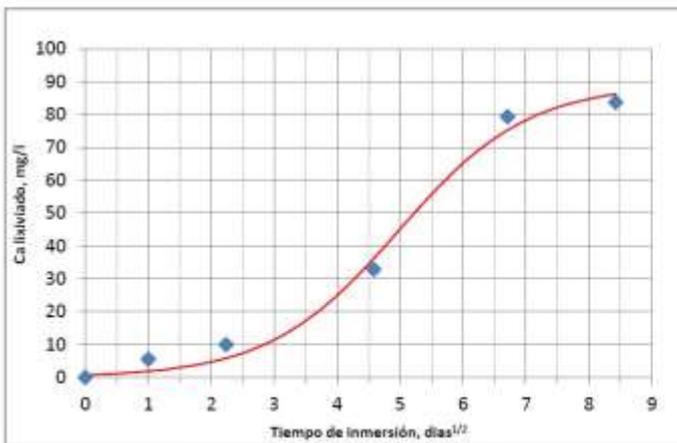


Tabla 1. Gráfica del calcio lixiviado frente al tiempo

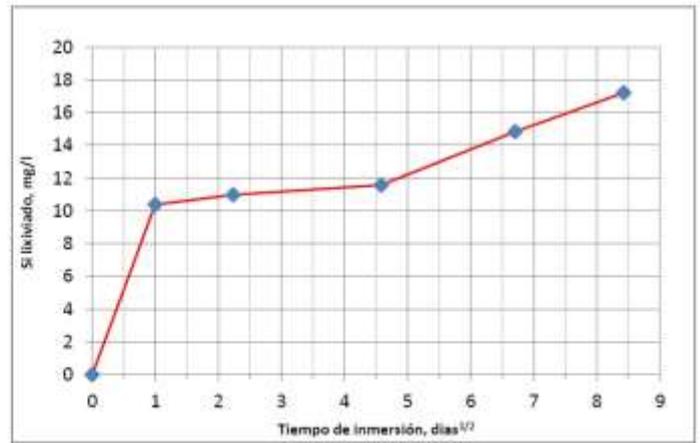


Tabla 2. Gráfica del silicio lixiviado frente al tiempo

Ilustración 41: Resistencia química del hormigón

2.5.2 Panel fotovoltaico

Harvest the Sunshine

Mono 470W MBB Half-Cell Module
JAM72S20 445-470/MR

Introduction
Assembled with multi-junction PERC cells, the half-cut configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

- Higher output power
- Lower LCOE
- Less shading and lower resistive loss
- Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

13.5% Annual Degradation Over 25 years

11.1%

■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

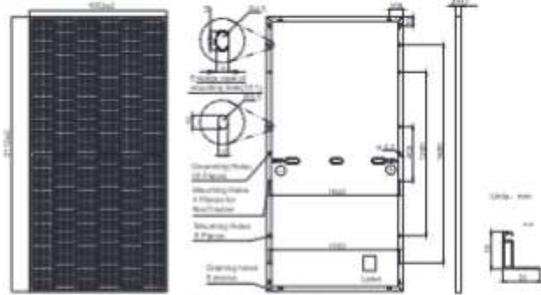
- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design, qualification and type approval

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and needs. JA Solar reserves the right of final interpretation.

Ilustración 42: Panel fotovoltaico

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Monocrystalline
Weight	24.5kg±3%
Dimensions	2112x2200x105(±2mm)×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) / 12 AWG(UL)
No. of Cells	344 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MCA(1000V) MCA-EVQ2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	1200mm±1(1200mm±1)
Packaging Configuration	37pcs/pallet 682pcs/40R Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM7S20-445/MR	JAM7S20-455/MR	JAM7S20-465/MR	JAM7S20-475/MR	JAM7S20-485/MR	JAM7S20-495/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	455	465	475	485	495
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.52	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.1	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+1W					
Temperature Coefficient of Voc(Voc_Tc)	-0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Vmp(Vmp_Tc)	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(Pmax_Tc)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

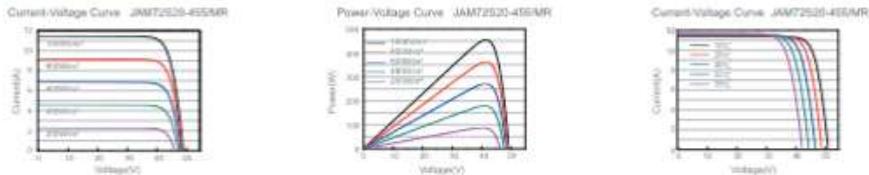
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM7S20-445/MR	JAM7S20-455/MR	JAM7S20-465/MR	JAM7S20-475/MR	JAM7S20-485/MR	JAM7S20-495/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	348	344	346	352	358
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	48.88	48.98	47.75	47.39	47.81	47.94
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.96	38.79	39.44	39.69	39.90	40.18
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.29	8.25	8.29	8.33	8.36	8.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.75	8.81	8.88
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1100V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load(Front)	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load(Back)	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±1
Safety Class	Class 0
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS



Premium Cells, Premium Modules

Version No.: Global_EN_20210326A

Ilustración 43: Ficha técnica panel fotovoltaico

2.5.3 Inversor

Smart String Inverter



Mayores ingresos

Eficiencia máxima del 98,65 %



Fácil y sencillo

25 kg



Seguro y fiable

Protección contra arco eléctrico

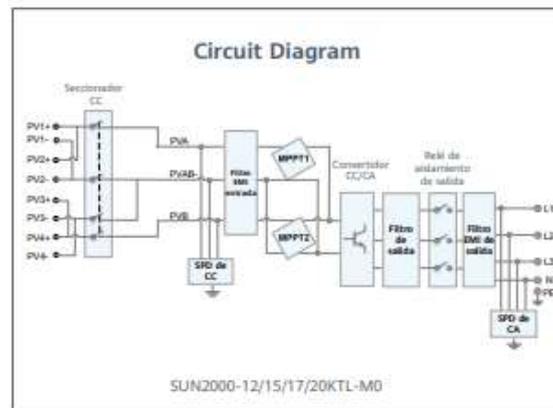


Ilustración 44: Inversor Fotovoltaico

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
Efficiency						
Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Input (PV)						
Recommended max. PV power ¹	4,500 Wp	6,000 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Max. input voltage ²	1,100 V					
Operating voltage range ²	140 V – 980 V					
Start-up voltage	200 V					
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	13.5 A					
Max. short-circuit current	19.5 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. input number per MPP tracker	1					
Input (DC Battery)						
Compatible Battery	HUAWEI Smart String ESS 5kWh – 30kWh					
Operating voltage range	600 V – 980 V					
Max operating current	16.7 A					
Max charge Power	10,000 W					
Max discharge Power	3,300 W	4,400 W	5,500 W	6,600 W	8,800 W	10,000 W
Output (On Grid)						
Grid connection	Three-phase					
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ⁴
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor	0.8 leading – 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Output (Off Grid)						
Backup Box	Backup Box – B1					
Maximum apparent power	3,000 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA
Rated output voltage	220 V / 230 V					
Maximum output current	13.6 A	15 A	15 A	15 A	15 A	15 A
Power factor range	0.8 leading – 0.8 lagging					
Features & Protections						
Input-side disconnection device	Yes					
Anti-islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Arc fault protection	Yes					
Ripple receiver control	Yes					
Integrated PID recovery ³	Yes					
Battery reverse charging from grid	Yes					
General Data						
Operating temperature range	-25 – + 60 °C (-13 °F – 140 °F)					
Relative operating humidity	0 %RH – 100 %RH					
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App					
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)					
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 146.5 mm (20.7 x 18.5 x 5.8 inch)					
Degree of protection	IP65					

Ilustración 45: Ficha técnica Inversor

2.5.4 Gestor energético

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/ 304 Vac ~ 499 Vac	
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)

Ilustración 46: Gestor fotovoltaico

2.5.5 Baterías y BMS

Smart String Energy Storage System



More Usable Energy

100% Depth of Discharge
Pack Level Energy Optimization



Flexible Investment

5kWh Modular Design,
Scalable from 5 to 30 kWh



Safe & Reliable

Lithium Iron Phosphate (LFP) Cell



Easy Installation

12 kg Power Module
50 kg Battery Module



Quick Commissioning

Automatically Detected in App



Perfect Compatibility

Compatible to Both Residential
Single & Three Phase Inverter



Ilustración 47: Baterías y BMS

LUNA2000-5/10/15-S0
Technical Specification



Performance			
Power module	LUNA2000-5KW-CD		
Number of power modules	1		
Battery module	LUNA2000-5-E0		
Battery module energy	5 kWh		
Number of battery Modules	1	2	3
Battery usable energy ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Max. output power	2.5 kW	5 kW	5 kW
Peak output power	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Nominal voltage (single phase system)	360 V		
Operating voltage range (single phase system)	350 – 560 V		
Nominal voltage (three phase system)	600 V		
Operating voltage range (three phase system)	600 – 980 V		

Communication	
Display	SOC status indicator, LED indicator
Communication	RS485 / CAN (only for parallel operation)

General Specification			
Dimension (W*D*H)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Weight (Floor stand toolkit included)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Power module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Power module weight	12 kg (26.5 lb)		
Battery module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Battery module weight	50 kg (110.2 lb)		
Installation	Floor stand (standard), Wall mount (optional)		
Operating temperature	-10°C – +55°C (14°F – 131°F) ²		
Operating altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2,000 m)		
Relative humidity	5% - 95%		
Cooling	Natural convection		
Protection rating	IP 66		
Noise emission	<29 dB		
Cell technology	Lithium-iron phosphate (LiFePO4)		
Warranty	10 years ³		
Scalability	Max. 2 systems in parallel operation		
Compatible inverters	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁴ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates:	CE, RoHS, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Ordering and Deliverable Part	
Product ordering model ⁵	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

¹ Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C.
² Charge/discharge derating occurs when the operating temperature from -10°C to 5 °C & 45 °C to 55 °C.
³ Refer to battery warranty letter for conditional application.
⁴ Available in Q1, 2021.
⁵ Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.
 Version No.:04-(20201006) SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Ilustración 48: Baterías y BMS

2.5.6 Conductor corriente continua

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS BAJA TENSIÓN

TECSUN H1Z2Z2-K

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVcc)
 Norma diseño: EN 50618
 Designación genérica: H1Z2Z2-K





CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
EN 50305-9; IEC 60305-9-2; parte 266-2-5



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 50525-1



Baja opacidad de humos
EN 61034-2; IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
EN 50305 (ITC + 3)



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS ÁCIDOS QUÍMICOS



RESISTENCIA A LAS BASES QUÍMICAS



RESISTENCIA A LOS ACEITES



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LA ABRASIÓN

EN SAYOS ADICIONALES CABLE FV TECSUN PV1-F CPPO

Garantía 30 años	SI
Certificación TUV	SI
Temperatura máxima 120 °C en el conductor	20000 h
Resistencia al ozono	EN 50398, test B
Resistencia a los rayos UVA	Resistencia a la tracción y elongación a la ruptura (después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50280-4-17, (Método A) HD 905/A1-2.4.20
Resistencia a la absorción del agua	DIN EN 60811-402
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Prueba de contracción	EN 50618, tabla 2: < 2%
Resistencia al frío	Doblado a baja temperatura según EN 60811-1-4
Resistencia a calor húmedo	1000 h a 90 °C, 85 % H.R. (EN 60811-2-78) (EN 50618)
Presión a temperatura elevada	< 50% EN 60811-508
Dureza Prysmian	Ensayo especial de Prysmian, tipo A, 80 según LIN EN ISO 608
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial de Prysmian, DIN ISO 4640 contra papel abrasivo • Cubierta contra cubierta • Cubierta contra metal • Cubierta contra plásticos
Resistencia a penetración dinámica	EN 50618, anexo D
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1, 24 h, 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	EN 60811-2-1, 7 días, 23 °C ácido n-oxálico, hidróxido sódico
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian, 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Doble aislamiento (clase II)	SI

- Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años). (Cable termoestable).
- Tensión **continua** de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión **continua** máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión **continua** durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalada): 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

- Ensayos de fuego
- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
 - No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
 - Libre de halógenos: EN 50525-1.
 - Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
 - Nula emisión de gases corrosivos: EN 50305 (ITC + 3).

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20000 h); 90 °C (30 años) 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado, tabla B.1, anexo B de EN 50618.
Color: negro, rojo o azul.

Doble aislamiento (clase II).



Ilustración 49: Cableado corriente continua

TECSUN H1Z2Z2-K

H1Z2Z2-K

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVca)
 Norma diseño: EN 50618
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÍNIMO) mm	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE: T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/kA.m (2)
1 x 1,5	1,8	4,4	5	40	13,7	24	30	30,48
1 x 2,5	1,9	4,8	5,4	50	8,21	34	41	18,31
1 x 4	2,4	5,3	5,9	70	5,09	46	55	11,45
1 x 6	2,9	5,8	6,4	80	3,39	59	70	7,75
1 x 10	4	7,0	7,6	130	1,95	82	98	4,60
1 x 16	5,5	9,0	9,8	200	1,24	110	132	2,89
1 x 25	6,4	10,4	11,2	290	0,795	146	176	1,83
1 x 35	7,5	11,7	12,5	400	0,565	182	218	1,32
1 x 50	9	13,5	14,5	550	0,393	220	276	0,98
1 x 70	10,8	15,5	16,5	750	0,277	282	347	0,68
1 x 95	12,8	17,7	18,7	970	0,210	343	416	0,48
1 x 120	14,3	19,2	20,4	1220	0,164	397	488	0,39
1 x 150	15,9	21,4	22,6	1510	0,132	458	566	0,31
1 x 185	17,5	23,7	25,1	1850	0,108	523	644	0,25
1 x 240	20,5	27,1	28,5	2400	0,0817	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9. → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos). Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).



Ilustración 50: Cableado corriente continua

2.5.7 Conductor corriente alterna

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS
BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



ECOLÓGICO



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2 IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN DEL FUEGO
EN 50399 IEC 60332-3-24 IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
EN 60754-2 IEC 60754-1 IEC 60754-2 IEC 60754-1



REDUCCIÓN DE GASES TÓXICOS
EN 60754-2 IEC 20454 IEC 60754-2 IEC 60754-2



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2 IEC 61034-2



BAJA EMISIÓN DE CALOR
EN 50399



BAJA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
EN 60754-2 IEC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR
EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS
EN 50399



CPR COMPLIANT



Cca CPR
Cca 1000 V, A1

DESCÁRGATE
La **DoP** (Declaración de Prestaciones) en este código QR:
www.prysmian.com/la-dop



Nº DoP: 1003875



RESISTENCIA A LA INSTRUCCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD

MÁXIMA PELABILIDAD
Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

LIMPIO Y ECOLÓGICO
La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termorable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Cca 1000 V, A1**.
- Requisitos de fuego: EN 50399:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR
Metal: cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO
Materia: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIV3 según UNE HD 603-1.
Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR
Capa especial antiadherente.

RELLENO
Materia: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA
Materia: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.
Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

- o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.
- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales (ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).




Ilustración 51: Cableado corriente alterna

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (I)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (I)	PESO kg/km (I)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C / km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	224	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1824	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18 .../...

(1) Valores aproximados.

- (2) Instalación en bandeja al aire (40 %):
 → XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
 → XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
 → XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

- (3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 k^oC/W.
 → XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
 → XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



Ilustración 52: Cableado corriente alterna

3 GESTIÓN DE RESIDUOS

3.1 Contenido del documento

En cumplimiento del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (RCD), conforme a lo dispuesto en el Artículo 4 "Obligaciones del productor de residuos de construcción y demolición", el presente estudio desarrolla los puntos siguientes:

- Agentes intervinientes en la Gestión de RCD.
- Normativa y legislación aplicable.
- Identificación de los residuos de construcción y demolición generados en la obra, codificados según la Orden MAM/304/2002.
- Estimación de la cantidad generada en volumen y peso.
- Medidas para la prevención de los residuos en la obra.
- Operaciones de reutilización, valorización o eliminación a que se destinarán los residuos.
- Medidas para la separación de los residuos en obra.
- Prescripciones en relación con el almacenamiento, manejo, separación y otras operaciones de gestión de los residuos.
- Valoración del coste previsto de la gestión de RCD.

3.2 Agentes Intervinientes

3.2.1 Identificación

El presente estudio corresponde al proyecto con nombre "**INSTALACION FOTOVOLTAICA PARA AUTONCONSUMO INSTALADO EN CUBIERTA DE 13,80 KW**".

Los agentes principales que intervienen en la ejecución de la obra son:

PROMOTOR:	ROQUE CECILIO MENDOZA CRUZ
PROYECTISTA:	SERGIO BRITO PÉREZ
DIRECTOR DE OBRA:	SERGIO BRITO PÉREZ
DIRECTOR DE EJECUCIÓN:	SERGIO BRITO PÉREZ

Tabla 6: Intervinientes en la ejecución

3.2.1.1 Productor Residuos (Promotor)

Se identifica con el titular del bien inmueble en quien reside la decisión última de construir o demoler. Según el artículo 2 "Definiciones" del Real Decreto 105/2008, se pueden presentar tres casos:

- La persona física o jurídica titular de la licencia urbanística en una obra de construcción odemolición; en aquellas obras que no precisen de licencia urbanística, tendrá la consideración de productor del residuo la persona física o jurídica titular del bien inmueble objeto de una obra de construcción o demolición.
- La persona física o jurídica que efectúe operaciones de tratamiento, de mezcla o de otro tipo, que ocasionen un cambio de naturaleza o de composición de los residuos.
- El importador o adquirente en cualquier Estado miembro de la Unión Europea de residuos de construcción y demolición.
- En el presente estudio, se identifica como el productor de los residuos: Servicio de Microinformática, Comunicaciones e Instalaciones, perteneciente a la Consejería de Presidencia delCabildo de Gran Canaria.

3.2.1.2 Poseedor de residuos (contratista)

En la presente fase del proyecto no se ha determinado el agente que actuará como Poseedor de los Residuos, siendo responsabilidad del Productor de los residuos (Promotor) su designación antes del comienzo de las obras.

3.2.1.3 Gestor de residuos

Es la persona física o jurídica, o entidad pública o privada, que realice cualquiera de las operaciones que componen la recogida, el almacenamiento, el transporte, la valorización y la eliminación de los residuos, incluida la vigilancia de estas operaciones y la de los vertederos, así como su restauración o gestión ambiental de los residuos, con independencia de ostentar la condición de productor de estos. Éste será designado por el Productor de los residuos (Promotor) con anterioridad al comienzo de las obras.

3.2.2 Obligaciones

3.2.2.1 Productor de residuos (promotor)

Debe incluir en el proyecto de ejecución de la obra un estudio de gestión de residuos de construcción y demolición, que contendrá como mínimo:

Una estimación de la cantidad, expresada en toneladas y en metros cúbicos, de los residuos de construcción y demolición que se generarán en la obra, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos, o norma que la sustituya.

Las medidas para la prevención de residuos en la obra objeto del proyecto.

Las operaciones de reutilización, valorización o eliminación a que se destinarán los residuos que se generarán en la obra.

Las medidas para la separación de los residuos en obra, en particular, para el cumplimiento por parte del poseedor de los residuos, de la obligación establecida en el apartado 5 del artículo 5.

Los planos de las instalaciones previstas para el almacenamiento, manejo, separación y, en su caso, otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra. Posteriormente, dichos planos podrán ser objeto de adaptación a las características particulares de la obra y sus sistemas de ejecución, previo acuerdo de la dirección facultativa de la obra.

Las prescripciones del pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto, en relación con el almacenamiento, manejo, separación y, en su caso, otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra.

Una valoración del coste previsto de la gestión de los residuos de construcción y demolición, que formará parte del presupuesto del proyecto en capítulo independiente.

Está obligado a disponer de la documentación que acredite que los residuos de construcción y demolición realmente producidos en sus obras han sido gestionados, en su caso, en obra o entregados a una instalación de valorización o de eliminación para su tratamiento por gestor de residuos autorizado, en los términos recogidos en el Real Decreto 105/2008 y, en particular, en el presente estudio o en sus modificaciones. La documentación correspondiente a cada año natural deberá mantenerse durante los cinco años siguientes.

En obras de demolición, rehabilitación, reparación o reforma, deberá preparar un inventario de los residuos peligrosos que se generarán, que deberá incluirse en el estudio de gestión de RCD, así como prever su retirada selectiva, con el fin de evitar la mezcla entre ellos o con otros residuos no peligrosos, y asegurar su envío a gestores autorizados de residuos peligrosos.

En los casos de obras sometidas a licencia urbanística, el poseedor de residuos queda obligado a constituir una fianza o garantía financiera equivalente que asegure el cumplimiento de los requisitos establecidos en dicha licencia en relación con los residuos de construcción y demolición de la obra, en los términos previstos en la legislación de las comunidades autónomas correspondientes.

3.2.2.2 Poseedor de residuos (contratista)

La persona física o jurídica que ejecute la obra - el contratista -, además de las prescripciones previstas en la normativa aplicable, está obligado a presentar a la propiedad de la misma un plan que refleje cómo llevará a cabo las obligaciones que le incumban en relación a los residuos de construcción y demolición que se vayan a producir en la obra, en particular las recogidas en los artículos 4.1 y 5 del Real Decreto 105/2008 y las contenidas en el presente estudio.

El plan presentado y aceptado por la propiedad, una vez aprobado por la dirección facultativa, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

El poseedor de residuos de construcción y demolición, cuando no proceda a gestionarlos por sí mismo, y sin perjuicio de los requerimientos del proyecto aprobado, estará obligado a entregarlos a un gestor de residuos o a participar en un acuerdo voluntario o convenio de colaboración para su gestión. Los residuos de construcción y demolición se destinarán preferentemente, y por este orden, a operaciones de reutilización, reciclado o a otras formas de valorización.

La entrega de los residuos de construcción y demolición a un gestor por parte del poseedor habrá de constar en documento fehaciente, en el que figure, al menos, la identificación del poseedor y del productor, la obra de procedencia y, en su caso, el número de licencia de la obra, la cantidad expresada en toneladas o en metros cúbicos, o en ambas unidades cuando sea posible, el tipo de residuos entregados, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, o norma que la sustituya, y la identificación del gestor de las operaciones de destino.

Cuando el gestor al que el poseedor entregue los residuos de construcción y demolición efectúe únicamente operaciones de recogida, almacenamiento, transferencia o transporte, en el documento de entrega deberá figurar también el gestor de valorización o de eliminación ulterior al que se destinarán los residuos.

En todo caso, la responsabilidad administrativa en relación con la cesión de los residuos de construcción y demolición por parte de los poseedores a los gestores se regirá por lo establecido en el artículo 33 de la Ley 10/1998, de 21 de abril.

Mientras se encuentren en su poder, el poseedor de los residuos estará obligado a mantenerlos en condiciones adecuadas de higiene y seguridad, así como a evitar la mezcla de fracciones ya

seleccionadas que impida o dificulte su posterior valorización o eliminación.

La separación en fracciones se llevará a cabo preferentemente por el poseedor de los residuos dentro de la obra en que se produzcan.

Cuando por falta de espacio físico en la obra no resulte técnicamente viable efectuar dicha separación en origen, el poseedor podrá encomendar la separación de fracciones a un gestor de residuos en una instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra. En este último caso, el poseedor deberá obtener del gestor de la instalación documentación acreditativa de que éste ha cumplido, en su nombre, la obligación recogida en el presente apartado.

El órgano competente en materia medioambiental de la comunidad autónoma donde se ubique la obra, de forma excepcional, y siempre que la separación de los residuos no haya sido especificada y presupuestada en el proyecto de obra, podrá eximir al poseedor de los residuos de construcción y demolición de la obligación de separación de alguna o de todas las anteriores fracciones.

El poseedor de los residuos de construcción y demolición estará obligado a sufragar los correspondientes costes de gestión y a entregar al productor los certificados y la documentación acreditativa de la gestión de los residuos, así como a mantener la documentación correspondiente a cada año natural durante los cinco años siguientes.

3.2.2.3 Gestor de residuos

Además de las recogidas en la legislación específica sobre residuos, el gestor de residuos de construcción y demolición cumplirá con las siguientes obligaciones:

En el supuesto de actividades de gestión sometidas a autorización por la legislación de residuos, llevar un registro en el que, como mínimo, figure la cantidad de residuos gestionados, expresada en toneladas y en metros cúbicos, el tipo de residuos, codificados con arreglo a la lista europea de residuos publicada por Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, o norma que la sustituya, la identificación del productor, del poseedor y de la obra de donde proceden, o del gestor, cuando procedan de otra operación anterior de gestión, el método de gestión aplicado, así como las cantidades, en toneladas y en metros cúbicos, y destinos de los productos y residuos resultantes de la actividad.

Poner a disposición de las administraciones públicas competentes, a petición de las mismas, la información contenida en el registro mencionado en el punto anterior. La información referida a cada año natural deberá mantenerse durante los cinco años siguientes.

Extender al poseedor o al gestor que le entregue residuos de construcción y demolición, en los términos recogidos en este real decreto, los certificados acreditativos de la gestión de los residuos recibidos, especificando el productor y, en su caso, el número de licencia de la obra de

procedencia. Cuando se trate de un gestor que lleve a cabo una operación exclusivamente de recogida, almacenamiento, transferencia o transporte, deberá además transmitir al poseedor o al gestor que le entregó los residuos, los certificados de la operación de valorización o de eliminación subsiguiente a que fueron destinados los residuos.

En el supuesto de que carezca de autorización para gestionar residuos peligrosos, deberá disponer de un procedimiento de admisión de residuos en la instalación que asegure que, previamente al proceso de tratamiento, se detectarán y se separarán, almacenarán adecuadamente y derivarán a gestores autorizados de residuos peligrosos aquellos que tengan este carácter y puedan llegar a la instalación mezclados con residuos no peligrosos de construcción y demolición. Esta obligación se entenderá sin perjuicio de las responsabilidades en que pueda incurrir el productor, el poseedor o, en su caso, el gestor precedente que haya enviado dichos residuos a la instalación.

3.3 Normativa y legislación

El presente estudio se redacta al amparo del artículo 4.1 a) del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, sobre "Obligaciones del productor de residuos de construcción y demolición".

A la obra objeto del presente estudio le es de aplicación el Real Decreto 105/2008, en virtud del artículo 3, por generarse residuos de construcción y demolición definidos en el artículo 3, como:

"cualquier sustancia u objeto que, cumpliendo la definición de Residuo incluida en el artículo 3. de la Ley 10/1998, de 21 de abril, se genere en una obra de construcción o demolición" o bien, "aquel residuo no peligroso que no experimenta transformaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble ni combustible, ni reacciona física ni químicamente ni de ninguna otra manera, no es biodegradable, no afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto de forma que pueda dar lugar a contaminación del medio ambiente o perjudicar a la salud humana. La lixiviabilidad total, el contenido de contaminantes del residuo y la ecotoxicidad del lixiviado deberán ser insignificantes, y en particular no deberán suponer un riesgo para la calidad de las aguas superficiales o subterráneas".

Si es aplicable al presente estudio la excepción contemplada en el artículo 3.1 del Real Decreto 105/2008, al no generarse los siguientes residuos:

- Las tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas reutilizadas en la misma

obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de forma fehaciente su destino a reutilización.

- Los residuos de industrias extractivas regulados por la Directiva 2006/21/CE, de 15 de marzo.
- Los lodos de dragado no peligrosos reubicados en el interior de las aguas superficiales derivados de las actividades de gestión de las aguas y de las vías navegables, de prevención de las inundaciones o de mitigación de los efectos de las inundaciones o las sequías, reguladas por el Texto Refundido de la Ley de Aguas, por la Ley 48/2003, de 26 de noviembre, de régimen económico y de prestación de servicios de los puertos de interés general, y por los tratados internacionales de los que España sea parte.

A aquellos residuos que se generen en la presente obra y estén regulados por legislación específica sobre residuos, cuando estén mezclados con otros residuos de construcción y demolición, les será de aplicación el Real Decreto 105/2008 en los aspectos no contemplados en la legislación específica.

Para la elaboración del presente estudio se ha considerado la normativa siguiente:

- Artículo 45 de la Constitución Española.
- Ley de envases y residuos de envases
- Ley 11/1997, de 24 de abril, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 25 de abril de 1997.
Desarrollada por:
 - Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 11/1997, de 24 de abril, de envases y residuos de envases
 - Real Decreto 782/1998, de 30 de abril, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 1 de mayo de 1998 Modificada por:
 - Modificación de diversos reglamentos del área de medio ambiente para su adaptación 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 de libre acceso a actividades de servicios y su ejercicio
- Real Decreto 367/2010, de 26 de marzo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 27 de marzo de 2010
- Ley de residuos Ley 10/1998, de 21 de abril, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 22 de abril de 1998. Completada por:
 - Real Decreto por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en

vertedero Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, del Ministerio de Medio Ambiente. B.O.E.: 29 de enero de 2002 Modificada por:

- Ley de calidad del aire y protección de la atmósfera Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 16 de noviembre de 2007. Modificada por:
- Modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio
- Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de la Jefatura del Estado. B.O.E.: 23 de diciembre de 2009
- Plan nacional de residuos de construcción y demolición 2001-2006
- Resolución de 14 de junio de 2001, de la Secretaría General de Medio Ambiente. B.O.E.: 12 de julio de 2001
- Real Decreto por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, del Ministerio de Medio Ambiente. B.O.E.: 29 de enero de 2002 Modificado por:
- Regulación de la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 13 de febrero de 2008 Modificado por:
- Modificación de diversos reglamentos del área de medio ambiente para su adaptación 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 de libre acceso a actividades de servicios y su ejercicio
- Real Decreto 367/2010, de 26 de marzo, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 27 de marzo de 2010
- Regulación de la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, del Ministerio de la Presidencia. B.O.E.: 13 de febrero de 2008
- Plan nacional integrado de residuos para el período 2008-2015
- Resolución de 20 de enero de 2009, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático. B.O.E.: 26 de febrero de 2009
- Plan integral de residuos de Canarias.
- Decreto 161/2001, de 30 de julio, de la Consejería de Política Territorial y Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma de Canarias. B.O.C.: 15 de octubre de 2001
- Operaciones de valorización y eliminación de residuos y Lista europea de residuos.
- Orden MAM 304/2002, de 8 de febrero, del Ministerio de Medio Ambiente. B.O.E.:

19 de febrero de 2002

- Corrección de errores:
- Corrección de errores de la Orden MAM 304/2002, de 8 de febrero. B.O.E.: 12 de marzo de 2002

3.4 Identificación residuos de construcción y demolición generados en la obra

Todos los posibles residuos de construcción y demolición generados en la obra, se han codificado atendiendo a la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos, según la Lista Europea de Residuos (LER) aprobada por la Decisión 2005/532/CE, dando lugar a los siguientes grupos:

- **RCD de Nivel I:** Tierras y materiales pétreos, no contaminados, procedentes de obras de excavación. El Real Decreto 105/2008 (artículo 3.1.a), considera como excepción de ser consideradas como residuos: Las tierras y piedras no contaminadas por sustancias peligrosas, reutilizadas en la misma obra, en una obra distinta o en una actividad de restauración, acondicionamiento o relleno, siempre y cuando pueda acreditarse de forma fehaciente su destino a reutilización.
- **RCD de Nivel II:** Residuos generados principalmente en las actividades propias del sector de la construcción, de la demolición, de la reparación domiciliar y de la implantación de servicios.

Se ha establecido una clasificación de RCD generados, según los tipos de materiales de los que están compuestos:

MATERIAL SEGÚN ORDEN MINISTERIAL MAM/304/2002
RCD DE NIVEL I
1 Tierras y pétreos de la excavación
RCD DE NIVEL II

Tabla 7: Clasificación RCD

RCD de naturaleza no pétreo	
1	Asfalto
2	Madera
3	Metales (Incluidas sus aleaciones)
4	Papel y cartón
5	Plástico
6	Vidrio
7	Yeso
RCD de naturaleza pétreo	
1	Arena, grava y otros áridos
2	Hormigón
3	Ladrillos, tejas y materiales cerámicos
4	Piedra
RCD Potencialmente peligrosos	
1	Basuras
1	Otros

Tabla 8: Clasificación II RCD

3.5 Estimación de cantidad de residuos de construcción y demolición generados en la obra

Se ha estimado la cantidad de residuos generados en la obra, a partir de las mediciones del proyecto, en función del peso de materiales integrantes en los rendimientos de los correspondientes precios descompuestos de cada unidad de obra, determinando el peso de los restos de los materiales sobrantes (mermas, roturas, despuntes, etc.) y el del embalaje de los productos suministrados.

El volumen de excavación de las tierras y de los materiales pétreos no utilizados en la obra, se ha calculado en función de las dimensiones del proyecto, afectado por un coeficiente de esponjamiento según la clase de terreno.

A partir del peso del residuo, se ha estimado su volumen mediante una densidad aparente definida por el cociente entre el peso del residuo y el volumen que ocupa una vez depositado en el contenedor.

La construcción del parque eólico prácticamente no generará residuos. Los únicos residuos considerados son los plásticos de embalaje de algunas partes de los aerogeneradores y la pequeña parte de tierras de excavación que no se reutilicen en el relleno de las zanjas de media tensión.

En la siguiente tabla, se exponen los valores del peso y el volumen de RCD, agrupados por niveles y apartados:

MATERIAL SEGÚN MINISTERIAL MAM/304/2002	ORDEN	CÓDIGO LER	DENSIDAD APARENTE (t/m3)	PESO (t)	VOLUMEN(m3)
RCD DE NIVEL I					
1. Tierras y pétreos de la excavación				-	-
RCD DE NIVEL II					
RCD DE NATURALEZA NO PÉTREA					
1. Asfalto				-	-
2. Madera				-	-
3. Metales (Incluidas sus aleaciones)				-	-
4. Papel y cartón				-	-
5. Plástico				0,2	0,33
Plástico		17 02 03	0,60	0,2	0,33
6. Vidrio				-	-
7. Yeso				-	-
ORCD DE NATURALEZA PÉTREA					
1. Arena, grava y otros áridos				-	-
2. Hormigón				0,15	0,06
Hormigón (hormigones, morteros y prefabricados)		17 01 01	2,50	0,15	0,06
3. Ladrillos, tejas y materiales cerámicos				-	-
4. Piedra				0,15	0,10
Residuos del corte y serrado de piedra distintos de los mencionados en el código 01 04 07		01 04 13	1,50	0,15	0,10

RCD POTENCIALMENTE PELIGROSOS				
1. Basuras				
2. Otros				
Residuos mezclados de construcción y demolición distintos de los especificados en los códigos 17 09 01, 17 09 02 y 17 09 03	17 09 04	1,50	0,50	0,33

Tabla 9: Peso y volumen RCD

3.6 Medidas para la prevención de residuos de construcción y demolición en la obra

En la fase de proyecto se han tenido en cuenta las distintas alternativas compositivas, constructivas y de diseño, optando por aquellas que generan el menor volumen de residuos en la fase de construcción y de explotación, facilitando, además, el desmantelamiento de la obra al final de su vida útil con el menor impacto ambiental.

Con el fin de generar menos residuos en la fase de ejecución, el constructor asumirá la responsabilidad de organizar y planificar la obra, en cuanto al tipo de suministro, acopio de materiales y proceso de ejecución.

Como criterio general se adoptarán las siguientes medidas para la prevención de los residuos generados en la obra:

- La excavación se ajustará a las dimensiones específicas del proyecto, atendiendo a las cotas de los planos de cimentación, hasta la profundidad indicada en el mismo que coincidirá con el Estudio Geotécnico correspondiente con el visto bueno de la Dirección Facultativa. En el caso de que existan lodos de drenaje, se acotará la extensión de las bolsas de estos.
- Se evitará en lo posible la producción de residuos de naturaleza pétreo (bolos, grava, arena, etc.), pactando con el proveedor la devolución del material que no se utilice en la obra.
- El hormigón suministrado será preferentemente de central. En caso de que existan sobrantes se utilizarán en las partes de la obra que se prevea para estos casos, como hormigones de limpieza, base de solados, rellenos, etc.
- Las piezas que contengan mezclas bituminosas, se suministrarán justas en dimensión y extensión, con el fin de evitar los sobrantes innecesarios. Antes de su colocación se

planificará la ejecución para proceder a la apertura de las piezas mínimas, de modo que queden dentro de los envases los sobrantes no ejecutados.

- Todos los elementos de madera se replantearán junto con el oficial de carpintería, con el fin de optimizar la solución, minimizar su consumo y generar el menor volumen de residuos.
- El suministro de los elementos metálicos y sus aleaciones se realizará con las cantidades mínimas y estrictamente necesarias para la ejecución de la fase de la obra correspondiente, evitándose cualquier trabajo dentro de la obra, a excepción del montaje de los correspondientes kits prefabricados.
- Se solicitará de forma expresa a los proveedores que el suministro en obra se realice con la menor cantidad de embalaje posible, renunciando a los aspectos publicitarios, decorativos y superfluos.

En el caso de que se adopten otras medidas alternativas o complementarias para la prevención de los residuos de la obra, se le comunicará de forma fehaciente al director de Obra y al director de la Ejecución de la Obra para su conocimiento y aprobación. Estas medidas no supondrán menoscabo alguno de la calidad de la obra, ni interferirán en el proceso de ejecución de la misma.

3.7 Operaciones de reutilización, valorización o eliminación a las que se destinarán los residuos de construcción y demolición que se generen en la obra.

El desarrollo de las actividades de valorización de residuos de construcción y demolición requerirá autorización previa del órgano competente en materia medioambiental de la Comunidad Autónoma correspondiente, en los términos establecidos por la Ley 10/1998, de 21 de abril.

La autorización podrá ser otorgada para una o varias de las operaciones que se vayan a realizar, y sin perjuicio de las autorizaciones o licencias exigidas por cualquier otra normativa aplicable a la actividad. Se otorgará por un plazo de tiempo determinado, y podrá ser renovada por periodos sucesivos.

La autorización sólo se concederá previa inspección de las instalaciones en las que vaya a desarrollarse la actividad y comprobación de la cualificación de los técnicos responsables de su dirección y de que está prevista la adecuada formación profesional del personal encargado de su explotación.

Los áridos reciclados obtenidos como producto de una operación de valorización de residuos de construcción y demolición deberán cumplir los requisitos técnicos y legales para el uso a que se destinen.

Cuando se prevea la operación de reutilización en otra construcción de los sobrantes de las tierras procedentes de la excavación, de los residuos minerales o pétreos, de los materiales cerámicos o

de los materiales no pétreos y metálicos, el proceso se realizará preferentemente en el depósito municipal.

En relación con el destino previsto para los residuos no reutilizables ni valorables "in situ", se expresan las características, su cantidad, el tipo de tratamiento y su destino, en la tabla siguiente:

MATERIAL SEGÚN ORDEN MINISTERIAL MAM/304/2002	CÓDIGO LER	TRATAMIENTO	DESTINO	PESO (t)	VOLUMEN (m3)
RCD DE NIVEL I					
1. Tierras y pétreos de la excavación	17 05 06	Sin tratamiento específico	Restauración / Vertedero	-	-
RCD DE NIVEL II					
RCD DE NATURALEZA NO PÉTREA					
1. Asfalto	17 03 02	Reciclado	Planta reciclaje RCD	-	-
2. Madera	-	-	-	-	-
3. Metales (Incluidas sus aleaciones)	-	-	-	-	-
4. Papel y cartón	-	-	-	-	-
5. Plástico	17 02 03	Reciclado	Gestor autorizado RNPs	0,2	0,33
6. Vidrio	-	-	-	-	-
7. Yeso	-	-	-	-	-
RCD DE NATURALEZA PÉTREA					
1. Arena, grava y otros áridos	01 04 08	Reciclado	Planta reciclaje RCD	-	-
2. Hormigón	17 01 01	Reciclado / Vertedero	Planta reciclaje RCD	0,0	0,00
3. Ladrillos, tejas y materiales	-	-	-	-	-
1. Basuras cerámicos	-	-	-	-	-
2. Otros	17 09 04	Reciclado	Planta reciclaje	0,50	0,33
4. Piedra	01 04 13	Sin tratamiento	Restauración /	0,0	0,0
		específico	Vertedero		
RCD POTENCIALMENTE PELIGROSOS					

		RCD		
--	--	-----	--	--

Tabla 10: RCD Destino

3.8 Medidas para la separación de los residuos de construcción y demolición

Los residuos de construcción y demolición se separarán en las siguientes fracciones cuando, de forma individualizada para cada una de dichas fracciones, la cantidad prevista de generación para el total de la obra supere las siguientes cantidades:

- Hormigón: 80 t.
- Ladrillos, tejas y materiales cerámicos: 40 t.
- Metales (incluidas sus aleaciones): 2 t.
- Madera: 1 t.
- Vidrio: 1 t.
- Plástico: 0,5 t.
- Papel y cartón: 0,5 t.

En la tabla siguiente se indica el peso total expresado en toneladas, de los distintos tipos de residuos generados en la obra objeto del presente estudio, y la obligatoriedad o no de su separación in situ.

TIPO DE RESIDUO	TOTAL, RESIDUO OBRA (t)	UMBRAL SEGÚN NORMA (t)	SEPARACIÓN “IN SITU”
Hormigón	0,00	80,00	No obligatoria
Ladrillos, tejas y materiales cerámicos	-	40,00	No obligatoria
Metales (Incluidas sus aleaciones)	-	2,00	No obligatoria
Madera	-	1,00	No obligatoria
Vidrio	-	1,00	No obligatoria
Plástico	0,05	0,50	No obligatoria

Papel y cartón	0,01	0,50	No obligatoria
----------------	------	------	----------------

Tabla 11: Tipo de Residuo

La separación en fracciones se llevará a cabo preferentemente por el poseedor de los residuos de construcción y demolición dentro de la obra.

Si por falta de espacio físico en la obra no resulta técnicamente viable efectuar dicha separación en origen, el poseedor podrá encomendar la separación de fracciones a un gestor de residuos en una instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra. En este último caso, el poseedor deberá obtener del gestor de la instalación documentación acreditativa de que éste ha cumplido, en su nombre, la obligación recogida en el artículo 5. "Obligaciones del poseedor de residuos de construcción y demolición" del Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero.

El órgano competente en materia medioambiental de la comunidad autónoma donde se ubica la obra, de forma excepcional, y siempre que la separación de los residuos no haya sido especificada y presupuestada en el proyecto de obra, podrá eximir al poseedor de los residuos de construcción y demolición de la obligación de separación de alguna o de todas las anteriores fracciones.

3.9 Prescripciones en relación con el almacenamiento, manejo, separación y otras operaciones de gestión de los residuos de construcción y demolición

El depósito temporal de los escombros se realizará en contenedores metálicos con la ubicación y condiciones establecidas en las ordenanzas municipales, o bien en sacos industriales con un volumen inferior a un metro cúbico, quedando debidamente señalizados y segregados del resto de residuos.

Aquellos residuos valorizables, como maderas, plásticos, chatarra, etc., se depositarán en contenedores debidamente señalizados y segregados del resto de residuos, con el fin de facilitar su gestión.

Los contenedores deberán estar pintados con colores vivos, que sean visibles durante la noche, y deben contar con una banda de material reflectante de, al menos, 15 centímetros a lo largo de todo su perímetro, figurando de forma clara y legible la siguiente información:

- Razón social.
- Código de Identificación Fiscal (C.I.F.).
- Número de teléfono del titular del contenedor/envase.
- Número de inscripción en el Registro de Transportistas de Residuos del titular del contenedor.

Dicha información deberá quedar también reflejada a través de adhesivos o placas, en los envases industriales u otros elementos de contención.

El responsable de la obra a la que presta servicio el contenedor adoptará las medidas pertinentes para evitar que se depositen residuos ajenos a la misma. Los contenedores permanecerán cerrados o cubiertos fuera del horario de trabajo, con el fin de evitar el depósito de restos ajenos a la obra y el derramamiento de los residuos.

En el equipo de obra se deberán establecer los medios humanos, técnicos y procedimientos de separación que se dedicarán a cada tipo de RCD.

Se deberán cumplir las prescripciones establecidas en las ordenanzas municipales, los requisitos y condiciones de la licencia de obra, especialmente si obligan a la separación en origen de determinadas materias objeto de reciclaje o deposición, debiendo el constructor o el jefe de obra realizar una evaluación económica de las condiciones en las que es viable esta operación, considerando las posibilidades reales de llevarla a cabo, es decir, que la obra o construcción lo permita y que se disponga de plantas de reciclaje o gestores adecuados.

El constructor deberá efectuar un estricto control documental, de modo que los transportistas y gestores de RCD presenten los vales de cada retirada y entrega en destino final. En el caso de que los residuos se reutilicen en otras obras o proyectos de restauración, se deberá aportar evidencia documental del destino final.

Los restos derivados del lavado de las canaletas de las cubas de suministro de hormigón prefabricado serán considerados como residuos y gestionados como le corresponde (LER 17 01 01).

Se evitará la contaminación mediante productos tóxicos o peligrosos de los materiales plásticos, restos de madera, acopios o contenedores de escombros, con el fin de proceder a su adecuada segregación.

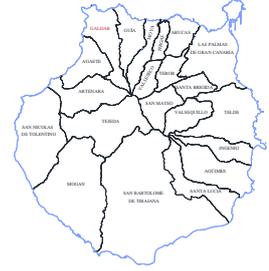
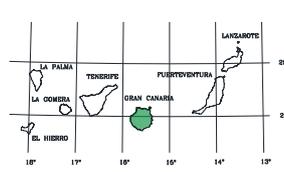
Las tierras superficiales que puedan destinarse a jardinería o a la recuperación de suelos degradados, serán cuidadosamente retiradas y almacenadas durante el menor tiempo posible, dispuestas en caballones de altura no superior a 2 metros, evitando la humedad excesiva, su manipulación y su contaminación.

Los residuos que contengan amianto cumplirán los preceptos dictados por el Real Decreto 108/1991, sobre la prevención y reducción de la contaminación del medio ambiente producida por el amianto (artículo 7.), así como la legislación laboral de aplicación. Para determinar la condición de residuos peligrosos o no peligrosos, se seguirá el proceso indicado en la Orden MAM/304/2002, Anexo II. Lista de Residuos. Punto 6.

4 PLANOS

4.1 Plano de Ubicación y Emplazamiento

UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO



INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
 Colegiado COTIUPA 4119

PROMOTOR: XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXX DNI: YYYYYYYY	FECHA: SEPTIEMBRE 2023	SITUACIÓN: CARRETERA XXXXXXXX, POLIGONO X	PLANO: UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	ESCALA - S/E	PLANO Nº: 01
PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO AISLADO INSTALADO EN CUBIERTA DE 13,8 KW			BERGIO BRITO PÉREZ	B.S. INGENIERÍA Y ASESORAMIENTO INGENIEROS@bsi.com.cu 663-886-128	

Ilustración 53: Plano Ubicación y Emplazamiento

5 PRESUPUESTO

5.1 Generador Fotovoltáico

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO C01 GENERADOR FOTOVOLTAICO									
1.001	Ud MODULO MONOCRISTALINO MODULO FOTOVOLTAICO EXIOM SOUTIONS S.A. MODELO EX440-460M(B)- 144(HC)(166)(9BB)MONOCRISTALINO. DOTADO DE 144 CELULAS, ENMARCADO EN ALUMNINIO ANODIZADO Y CON VIDRIO TEMPLADO QUE GARANTIZAN UNA GRAN DURABILIDAD.								
							30,00	300,80	9.024,00
	TOTAL CAPÍTULO C01 GENERADOR FOTOVOLTAICO								9.024,00

Ilustración 56: Presupuesto Paneles Fotovoltaicos

5.2 Inversor

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO C02 INVERSOR									
I.001	2UD INVERSOR 8KW Huawei SUN2000 8KTL M1 POTENCIA 8 kW. TENSION MAXIMA C. ABIERTO: 1000 Vcc. RANGO MPPT: 570-950 Vcc. CORRIENTE MAXIMA: 120 A. TENSION SALIDA 400 Vca. 3 E. Conexionado e instalado.						2,00	4.764,20	9.492,40
									9.492,40
TOTAL CAPÍTULO C02 INVERSOR									9.492,40

Ilustración 57: Presupuesto Inversor Fotovoltaico

5.3 Estructura Portante

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO C03 ESTRUCTURA PORTANTE									
3.01	Ud ESTRUCTURA PORTANTE UD. SUMINISTRO Y MONTAJE DE ESTRUCTURA DE ALUMINIO ANODIZADO E INOXIDABLE, INCLUSO PLETINAS Y SISTEMAS DE ANCLAJE. TOTALMENTE INSTALADA						6,00	800	4.800,00
TOTAL CAPÍTULO C03 ESTRUCTURA PORTANTE									4.800,00

Ilustración 58: Presupuesto Estructura Portante

5.4 Bateria y BMS

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO C04 BATERIA Y BMS									
4.001	Ud_ BATERIA Y BMS ACUMULADOR LUNA 2000 DE 3kW								
							3,00	1.500,80	4.502,40
TOTAL CAPITULO C04 BATERIA Y BMS									4.502,40

Ilustración 59: Presupuesto Bateria y BMS

5.5 Conexión a Red Interior

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO C05 CONEXION RED INTERIOR									
5.01	Ud_ CUADRO GENERAL CORRIENTE ALTERNA SUMINISTRO Y MONTAJE DE CUADRO PRINCIPAL, PARA INSTALACION EN SUPER- FICIE, IP-65. DOTADO DE MONTAJE PARA SOPORTE DE PLACAS, RAILES TIPO DIN PARA INTERRUPTORES MODULARES Y BORNAS, TAPAS DE INTERRUPTORES, TA- PAS EMBELECEDORAS , ETC... EQUIPADO CON LOS DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCION QUE SE REFLEJAN EN PLANO ESQUEMA UNIFILAR, TOTALMENTE INSTALADO Y CONEXIONADO. Según Esquema Unifilar.								
							1,00	1579,30	1579,30
5.02	Ud_ CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICA SUMINISTRO Y MONTAJE DE CUADRO PRINCIPAL, PARA INSTALACION EN SUPER- FICIE, IP-65. DOTADO DE MONTAJE PARA SOPORTE DE PLACAS, RAILES TIPO DIN PARA INTERRUPTORES MODULARES Y BORNAS, TAPAS DE INTERRUPTORES, TA- PAS EMBELECEDORAS , ETC... EQUIPADO CON LOS DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCION QUE SE REFLEJAN EN PLANO ESQUEMA UNIFILAR, TOTALMENTE INSTALADO Y CONEXIONADO. Según Esquema Unifilar.								
							1,00	1579,30	1579,30
TOTAL CAPITULO C05 CONEXION RED INTERIOR									3.158,60

Ilustración 60: Presupuesto Red Interior

5.6 Circuito Corriente Continua String

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPITULO C06 CIRCUITO C.C. STRING									
1.01	<p>Ue CIRCUITO C.C. STRING</p> <p>CIRCUITO DE C.C. DESDE CAJAS DE CONEXION INVERSOR HASTA ULTIMO MODU-LO FOTOVOLTAICO. CONEXION DE TODOS EN SERIE MEDIANTE TERMINALES. CON LINEA DE 2x6 mm² 2x10 mm² 2x16 mm². según <u>2006</u> ZZ-F (PV1-F) 1,6kV DC-0,6/1 kV AC. INCLUSO BANDEJAS O REJIBAN PARA CANALIZACION DE LOS MISMOS.</p> <p>STRING 1</p>								
							72,00	15,75	1.125,00
	TOTAL CAPITULO C06 CIRCUITO C.C. STRING								1.125,00
	TOTAL								31.200,00

Ilustración 61: Presupuesto Corriente Continua

5.7 Resumen

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
C01	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	9.024,00	26,92
C02	INVERSOR.....	8.590,00	27,53
C03	ESTRUCTURA PORTANTE.....	4.800,00	15,38
C04	BATERIA Y BMS	4.502,40	14,43
C05	CONEXION RED INTERIOR	3.158,60	10,13
C06	CIRCUITO C.C. STRING.....	1.125,00	3,61
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	31.200,00	
	7,00 % I.G.I.C.....	2.184,00	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	33.384,00	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	33.384,00 EUROS	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de TREINTA Y TRES MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO EUROS.

LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, a 10 DE OCTUBRE 2023:

Ilustración 62: Presupuesto Total

