



**Universidad
Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO
MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

TRABAJO FIN DE MÁSTER
DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
FLOTANTE SOBRE SUPERFICIE DE
EMBALSE DE BOMBEO PARA
HIBRIDACIÓN

Alumno: D. CRISTIAN GARCÍA GARCÍA

Director: D. ALBERTO GUTIÉRREZ ESCOLAR

ABRIL 2026

TÍTULO: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE BOMBEO PARA HIBRIDACIÓN

AUTOR: CRISTIAN GARCÍA GARCÍA

DIRECTOR DEL PROYECTO: ALBERTO GUTIÉRREZ ESCOLAR

FECHA: 27 de ABRIL de 2026

RESUMEN

Con la realización de este Trabajo de Fin de Máster (TFM), se busca la realización de un proyecto tipo de generación eléctrica mediante el uso de **módulos fotovoltaicos** en la superficie de un embalse instalados sobre una estructura **flotante** que sirva para **hibridación** eléctrica de ambos sistemas de generación (fotovoltaico e hidráulico), de tal manera que la producción energética sea empleada en el funcionamiento del sistema de bombeo de dicho embalse sin necesidad de consumir electricidad de la red de distribución eléctrica.

De esta manera se ahorran costes económicos en la generación eléctrica, a la vez que se favorece el uso de **almacenamiento energético** para su uso en momentos de necesidad reduciendo la emisión de contaminantes a la atmósfera.

Este tipo de proyecto permite al sistema de generación hidroeléctrica el **bombeo** del agua a un embalse superior durante las horas de sol a través de la instalación fotovoltaica para su posterior turbinación y generación eléctrica en los momentos de necesidad energética y volcado a la red de distribución, siendo independiente de esta en lo que a consumo se refiere.

Al ser poseer un sistema de generación independiente para el bombeo, se reducen las posibilidades de inestabilidad de la red que puedan afectar al bombeo del agua.

Palabras clave: módulos fotovoltaicos, flotante, hibridación, almacenamiento energético y bombeo.

ABSTRACT

The aim of this Master's Thesis (TFM) is to carry out a project involving electricity generation using **photovoltaic modules** installed on the surface of a reservoir on a **floating** structure that serves to **hybridize** both generation systems (photovoltaic and hydraulic), so that the energy produced is used to operate the reservoir's pumping system without the need to consume electricity from the distribution grid.

This saves money on electricity generation, while promoting the use of **energy storage** for use in times of need, reducing the emission of pollutants into the atmosphere.

This type of project allows the hydroelectric generation system to **pump** water to an upper reservoir during daylight hours through the photovoltaic installation for subsequent turbinizing and electricity generation at times of energy need and transfer to the distribution grid, being independent of it in terms of consumption.

Having an independent generation system for pumping reduces the chances of grid instability that could affect water pumping.

Key words: photovoltaic modules, floating, hybridize, energy storage and pump.

AGRADECIMIENTOS

Agradecer y de dedicar a todas las personas que me han apoyado en el transcurso de este año en el cual apenas hubo tiempo para poder quedar y vernos, pero que igualmente dieron ánimos, y en especial a A. por empujarme a cursar el máster y apoyarme en todo, pero sobre todo por acompañarme en este camino tan peculiar estos últimos años así como mis abuelos por el apoyo que siempre me dieron desinteresadamente sin pedirme nunca nada a cambio.

También agradecer al tutor del proyecto, Alberto, por la paciencia, ánimos y consejos durante estos meses que he estado desarrollando el proyecto.

ÍNDICE

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
AGRADECIMIENTOS	5
ÍNDICE DE GRÁFICOS	10
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	11
ÍNDICE DE TABLAS	12
ÍNDICE DE ECUACIONES Y FÓRMULAS	14
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	20
1.1. Planteamiento del problema	20
1.2. Objetivos del proyecto	20
CAPÍTULO 2. INFORMACIÓN ACERCA DE LA ENERGÍA SOLAR Y LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	21
2.1. Energía Solar y radiación electromagnética	21
2.2. Situación actual de la energía fotovoltaica a nivel mundial	24
2.3. Situación actual de la energía fotovoltaica en España	24
2.4. Partes de un sistema de generación eléctrico fotovoltaico	26
CAPÍTULO 3. NORMATIVA Y REGLAMENTO DE APLICACIÓN AL PROYECTO 28	28
3.1. Normativa aplicable al proyecto	28
CAPÍTULO 4. INFORMACIÓN ACERCA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE	29
4.1. Energía solar fotovoltaica flotante	29
CAPÍTULO 5. MEMORIA	34
5.1. Ubicación del proyecto	34
5.2. Descripción de la configuración conceptual de la instalación fotovoltaica flotante	36
5.3. Parámetros meteorológicos y climatológicos normales del emplazamiento de la instalación	37
5.4. Parámetros meteorológicos y climatológicos extremos del emplazamiento de la instalación	40
5.5. Grado de inclinación y orientación (azimut) óptimos de los módulos fotovoltaicos	41
5.6. Selección del módulo fotovoltaico	42
5.7. Selección del inversor	43
5.8. Cálculo de la distancia mínima entre módulos fotovoltaicos	44
5.9. Dimensionamiento del número módulos fotovoltaicos que conforman la instalación	46

5.10.	Cálculo de las temperaturas de los módulos fotovoltaicos.....	49
5.10.1.	Temperatura del módulo fotovoltaico el día más frío.....	50
5.10.2.	Temperatura del módulo fotovoltaico el día más caluroso.....	50
5.11.	Cálculo de las tensiones en los módulos fotovoltaicos.	51
5.11.1.	Variación de la tensión en base a la temperatura.	51
5.11.2.	Cálculo de la tensión en el módulo fotovoltaico el día más frío. .	51
5.11.3.	Cálculo de la tensión en el módulo fotovoltaico el día más caluroso. 52	
5.12.	Cálculo de las intensidades en los módulos fotovoltaicos.....	52
5.12.1.	Variabilidad de la intensidad en función de la temperatura.	52
5.12.2.	Valor de la intensidad del módulo fotovoltaico en el día más frío. 53	
5.12.3.	Valor de la intensidad del módulo fotovoltaico en el día más caluroso. 53	
5.12.4.	Valores y parámetros calculados en función de la variación de la temperatura.....	54
5.13.	Dimensionamiento de los strings de la instalación fotovoltaica.....	54
5.13.1.	Número máximo de módulos FV en cada string (conectados en serie). 54	
5.13.2.	Número mínimo de módulos FV en cada string (conectados en serie). 55	
5.13.3.	Potencia en función del número de módulos fotovoltaicos en cada string.....	56
5.13.4.	Número de strings de módulos FV en paralelo.	57
5.14.	Valor de tensión del String en el MPPT.....	58
5.15.	Valor de intensidad de entrada al inversor en el MPPT.....	58
5.16.	Valor de intensidad de entrada al inversor en cortocircuito.....	59
5.17.	Valor de intensidad de cortocircuito máxima y corriente en el PMP el día con mayor temperatura.	59
5.18.	Valor de la potencia de entrada al inversor.	60
5.19.	Valor de la potencia pico de la instalación.	61
5.20.	Número de inversores en la instalación.	61
5.21.	Número de módulos fotovoltaicos en la instalación (comprobación)..	62
5.22.	Estimación de la producción energética de la instalación fotovoltaica. 62	
5.23.	Tabla resumen de valores de parámetros eléctricos e inversores calculados.	65
5.24.	Cálculo de secciones de los conductores eléctricos de la instalación. 65	

5.24.1.	Sección de conductores para la conexión entre módulos fotovoltaicos.....	68
5.24.2.	Sección de conductores desde String de módulos FV hasta la caja primaria.....	71
5.24.3.	Sección de conductores desde caja primaria correspondiente hasta la entrada MPPT correspondiente del inversor.....	73
5.24.4.	Tabla del valor de las secciones de conductor calculadas en la parte de corriente continua de la instalación.....	80
5.24.5.	Sección de conductores desde los inversores hasta la caja secundaria.....	80
5.24.6.	Sección de conductores desde la caja secundaria al embarrado.	83
5.24.7.	Redimensionamiento de secciones desde cajas secundarias al embarrado con 1,5% de caída de tensión máximo en los mismos.	86
5.25.	Cálculo de las protecciones de la instalación.....	90
5.25.1.	Protección de la parte de Corriente Continua: Fusibles instalados en las cajas primarias.....	90
5.25.2.	Protección de la parte de Corriente Alterna: Relé diferencial de alta potencia con transformador toroidal e Interruptor Automático de Caja Moldeada (MCCB).	93
5.26.	Tomas de puestas a tierra de los diferentes componentes de la instalación.	94
5.27.	Varistores para sobredescargas en las cajas primarias y secundarias.	95
5.28.	Centro de transformación.....	96
5.29.	Sistema de flotación de la instalación fotovoltaica.	96
CAPÍTULO 6. PLIEGO DE CONDICIONES		99
6.1.	Objetivo.	99
6.2.	Ámbito del Pliego de Condiciones.	99
6.3.	Cronograma y plazos de ejecución y desarrollo del proyecto.....	99
6.4.	Especificaciones técnicas de los componentes.....	101
6.4.1.	Módulos fotovoltaicos.	102
6.4.2.	Estructura metálica.	102
6.4.3.	Inversores.	102
6.4.4.	Sistema de flotación.....	102
6.4.5.	Conductores eléctricos.	103
6.4.6.	Protecciones eléctricas.	103
6.4.7.	Centro de transformación.	103
6.4.8.	Otros componentes.....	103
6.5.	Prevención de Riesgos Laborales.	103

6.6.	Ejecución del proyecto.....	104
6.7.	Gestión de Residuos.	104
CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL		106
7.1.	Objeto.....	106
7.2.	Impacto en la flora.	106
7.3.	Impacto en la fauna terrestre.....	106
7.4.	Impacto sobre la fauna acuática.....	106
7.5.	Impacto sobre la fauna voladora.	106
7.6.	Impacto acústico y visual.....	106
7.7.	Residuos.....	107
CAPÍTULO 8. PRESUPUESTO Y ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO		108
8.1.	Presupuesto del proyecto.....	108
8.1.1.	Capítulo 1: Instalación eléctrica parte de corriente continua.....	108
8.1.2.	Capítulo 2: Instalación eléctrica parte de corriente alterna.	109
8.1.3.	Capítulo 3: Sistema de flotación Isifloating®.	109
8.1.4.	Capítulo 4: Obra civil para acondicionamiento del terreno e instalación de las casetas prefabricadas.....	109
8.1.5.	Capítulo 5: Realización del proyecto por ingeniería.....	110
8.1.6.	Capítulo 6: Mano de obra del proyecto.	110
8.1.7.	Presupuesto de ejecución material del proyecto.....	110
8.1.8.	Presupuesto de ejecución de la contrata.	110
8.1.9.	Presupuesto total del proyecto.....	110
8.2.	Estudio económico del proyecto.....	110
8.2.1.	VAN.....	110
8.2.2.	TIR.....	111
8.2.3.	Periodo de retorno o Payback.....	112
8.3.	Resumen del estudio económico del proyecto	112
CAPÍTULO 9. ANÁLISIS DAFO, FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO Y CONCLUSIONES.....		113
9.1.	Análisis DAFO-CAME del proyecto.	113
9.2.	Futuras líneas de trabajo.	115
9.3.	Conclusiones del proyecto.....	116
CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA.....		118
ANEXO I: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA		120
ANEXO II: PLANOS Y ESQUEMAS DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO.....		152

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Potencia fotovoltaica instalada durante el año 2024 (Fuente: SolarPower Europe).	24
Gráfico 2: Potencia energética instalada en España a 31/01/2025. (Fuente: Red Eléctrica Española).	25
Gráfico 3: Irradiación solar mensual (horizontal, directa normal y ángulo óptimo) en la ubicación. (Fuente: PVGIS).	38
Gráfico 4: Ratio medio irradiación difusa/global en la ubicación. (Fuente: PVGIS).	39
Gráfico 5: Temperatura media de la ubicación. (Fuente: PVGIS).	40
Gráfico 6: Perfil del horizonte en la ubicación. (Fuente: PVGIS).	40
Gráfico 7: Parámetros mecánicos del módulo fotovoltaicos JAM66D45 LB de JA SOLAR (Fuente: JA SOLAR®).	43
Gráfico 8: Curva de eficiencia del inversor. (Fuente: Huawei®).	44
Gráfico 9: Producción de energía mensual de la instalación estimada mediante la simulación con PVGIS. (Fuente: PVGIS).	63
Gráfico 10: Irradiación mensual en la ubicación de la instalación. (Fuente: PVGIS).	64
Gráfico 11: Cronograma temporal de Gantt del desarrollo del proyecto. (Fuente: Elaboración propia).	100
Gráfico 12: Matriz DAFO del proyecto. (Elaboración propia).	113

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Hitos en la historia de la energía solar fotovoltaica. (Fuente: JMHPower).	23
Ilustración 2: Partes de una instalación fotovoltaica flotante (Fuente: Iberdrola).	29
Ilustración 3: Diferentes sistemas de flotación fotovoltaicos: puro, con estructura y de membrana respectivamente. (Fuente: SicSolar®, LandatuSolar® y NRG Island®).	30
Ilustración 4: Diferentes anclajes para las estructuras flotantes de instalaciones fotovoltaicas. (Fuente: Iberdrola).	31
Ilustración 5: Imagen satelital de la ubicación de la central Hidroeléctrica de la Muela II, Valencia. (Fuente: GoogleMaps).	34
Ilustración 6: Superficie del embalse superior de la central Hidroeléctrica de la Muela II, Valencia (Fuente: Google Maps).	35
Ilustración 7: Estado trófico de las masas de agua superficiales por demarcación hidrográfica (Fuente: MITECO).	37
Ilustración 8: Datos introducidos en PVGIS para el cálculo de la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos. (Fuente: PVGIS).	42
Ilustración 9: Parámetros d y h para el cálculo de distancias mínimas entre filas de módulos fotovoltaicos. (Fuente: IDAE).	45
Ilustración 10: Dimensiones del módulo fotovoltaico y ángulo de inclinación. (Elaboración propia mediante AutoCAD).	46
Ilustración 11: Área en la cual se ubicará la instalación fotovoltaica. (Fuente: GoogleMaps).	47
Ilustración 12: Datos de ubicación y de la instalación introducidos en PVGIS (Fuente: PVGIS).	63
Ilustración 13: Perfil de horizonte obtenido en la simulación con PVGIS. (Fuente: PVGIS).	64
Ilustración 14: Fusible 10x85 20 A 1500 VDC y Portafusibles. (Fuente: Zamper® y Weidmüller®).	92
Ilustración 15: Relé diferencial de supervisión de fugas. (Fuente: Schneider®).	93
Ilustración 16: Transformador toroidal. (Fuente: Schneider®).	93
Ilustración 17: Interruptor automático NSX630H. (Fuente: Schneider®).	94
Ilustración 18: Características principales sistema de flotación fotovoltaico Isifloating. (Fuente: Isifloating).	97
Ilustración 19: Diferentes instalaciones fotovoltaicas flotantes mediante el empleo del sistema de flotación Isifloating®. (Fuente: Isifloating®).	97
Ilustración 20: Instalación fotovoltaica flotante de Sierra Brava, Cáceres (Fuente: Isifloating).	97
Ilustración 21: Sistema de amarre SEAFLEX con 2 gomas. (Fuente: SEAFLEX).	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ejemplos de proyectos de fotovoltaica flotante en España. (Fuente: Acciona, Canal de Isabel II, SANDO y GreenKw).	33
Tabla 2: Coordenadas geográficas de la ubicación del proyecto.....	35
Tabla 3: Datos catastrales de la Central Hidroeléctrica de la Muela II, Valencia. (Fuente: Sede Electrónica del Catastro).	36
Tabla 4: Valores los parámetros climatológicos normales principales (Fuente: AEMET).....	37
Tabla 5: Irradiación mensual global horizontal (kWh/m ²). (Fuente: PVGIS).	38
Tabla 6: Irradiación mensual directa normal (kWh/m ²). (Fuente: PVGIS).	39
Tabla 7: Irradiación mensual global para el ángulo óptimo (kWh/m ²). (Fuente: PVGIS).	39
Tabla 8: Ratio de irradiación difusa/global. (Fuente: PVGIS).	39
Tabla 9: Temperatura media mensual (°C) de la ubicación. (Fuente: PVGIS). .	40
Tabla 10: Valores los parámetros climatológicos normales principales (Fuente: AEMET).....	41
Tabla 11: Resultados obtenidos con PVGIS con las bases de datos PVGIS-SARAH3 y PVGIS-ERA5 respectivamente. (Fuente: PVGIS).	42
Tabla 12: Parámetros y características eléctricas del módulo fotovoltaico JAM66D45 LB de JA SOLAR (Fuente: JA SOLAR®).....	43
Tabla 13: Especificaciones técnicas del inversor. (Fuente: Huawei®).	44
Tabla 14: Factor del valor adimensional k en función de la latitud de la ubicación de la instalación. (Fuente: IDAE).....	45
Tabla 15: Tabla resumen de datos para el cálculo de módulos fotovoltaicos. ..	49
Tabla 16: Variaciones de parámetros eléctricos en los módulos fotovoltaicos en base a las temperaturas máximas y mínimas registradas en la ubicación del proyecto. (Elaboración propia).	54
Tabla 17: Datos de localización e instalación en PVGIS y resultados obtenidos en la simulación. (Fuente: PVGIS).....	63
Tabla 18: Valores de producción de energía media mensual de la instalación fotovoltaica (Em en kWh) y de irradiación mensual media sobre plano fijo (H(i)m en kWh/m ²) en la ubicación obtenidos con PVGIS, (así como valores medios y totales anuales Fuente: PVGIS).....	64
Tabla 19: Tabla resumen de parámetros eléctricos calculados y número de inversores.....	65
Tabla 20: Tramos y longitudes de cableado de la parte de corriente continua de la instalación (Elaboración propia).	66
Tabla 21: Tabla 52-D1 del REBT para determinación de factores de corrección para temperaturas diferentes a 35°C. (Fuente: REBT).....	69
Tabla 22: Tabla 52-C11 del REBT para cálculos de intensidades admisibles para los métodos de instalación de la Tabla 52-B1. (Fuente: REBT).	69
Tabla 23: Tabla B.52-1 del REBT de coeficientes y exponentes para el cálculo de la intensidad admisible. (Fuente: REBT).	70
Tabla 24: Tabla 52-E1 de factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cables para aplicar a valores de intensidades admisibles de tablas 52-C1 a 52-C12 del REBT. (Fuente: REBT).	74
Tabla 25: Tabla resumen de las secciones de conductor de la parte de corriente continua de la instalación.	80

Tabla 26: Distancias y longitudes desde los inversores a las respectivas cajas secundarias.	80
Tabla 27: Tabla resumen de las secciones dimensionadas desde el inversor a la cja secundaria correspondiente.....	83
Tabla 28: Distancias y longitudes de conductores desde cajas secundarias a embarrado.	83
Tabla 29: Dimensionamiento de las secciones de conductores desde las cajas secundarias al embarrado.	90
Tabla 30: Calibre, en amperios, de los fusibles normalizados para B.T. (Fuente: REBT).	91
Tabla 31: Características de los transformadores BT/MT a emplear. (Fuente: Polylux).	96
Tabla 32: Características de casetas prefabricadas de hormigón para albergar transformadores (Fuente: Omarzábal).	96
Tabla 33: Presupuesto estimado para la instalación eléctrica de la parte de corriente continua.	108
Tabla 34: Presupuesto estimado para la instalación eléctrica de la parte de corriente alterna.	109
Tabla 35: Presupuesto estimado para el sistema de flotación de la instalación.	109
Tabla 36: Presupuesto estimado para la obra civil y las casetas prefabricadas.	109
Tabla 37: Presupuesto estimado para la realización del proyecto técnico.	110
Tabla 38: Presupuesto estimado de la mano de obra del proyecto.	110
Tabla 39: Presupuesto de ejecución material estimado para el proyecto.	110
Tabla 40: Presupuesto de ejecución de la contrata estimado para el proyecto.	110
Tabla 41: Presupuesto total del proyecto estimado.	110
Tabla 42: Resumen del estudio económico del proyecto.	112

ÍNDICE DE ECUACIONES Y FÓRMULAS

Ecuación 1: Fórmula para la determinación óptima de la inclinación de los módulos fotovoltaicos en función de la latitud.	41
Ecuación 2: Fórmula para la determinación óptima de la inclinación de los módulos fotovoltaicos para latitud 39,233°.....	41
Ecuación 3: Fórmula para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos en base a la latitud.	44
Ecuación 4: Fórmula de condición a cumplir para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos.....	44
Ecuación 5: Fórmula para la determinación del valor adimensional k en función de la latitud.	44
Ecuación 6: Fórmula para la determinación del valor adimensional k para latitud 39,233°.....	45
Ecuación 7: Fórmula de condición a cumplir para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos para latitud 39,232652°.....	45
Ecuación 8: Fórmula para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos para latitud 39,233°.....	45
Ecuación 9: Determinación de la longitud proyectada sobre la superficie del sistema de flotación de uno de los lados del módulo fotovoltaico.	46
Ecuación 10: Área proyectada del módulo fotovoltaico sobre el sistema de flotación.....	46
Ecuación 11: Área libre de sombreado en base a la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos.	46
Ecuación 12: Área mínima total necesaria para cada uno de los módulos fotovoltaicos.	47
Ecuación 13: Fórmula para la determinación de módulos fotovoltaicos en cada una de las filas de la instalación.....	47
Ecuación 14: Fórmula para la determinación de módulos fotovoltaicos en cada una de las filas de la instalación en base a los valores determinados.	47
Ecuación 15: Longitud final de cada una de las filas de módulos fotovoltaicos de la instalación.....	48
Ecuación 16: Fórmula para la determinación del número de filas de módulos fotovoltaicos que conformarán la instalación.....	48
Ecuación 17: Número de filas final de módulos fotovoltaicos que conformarán la instalación.	48
Ecuación 18: Valor de la longitud de dos de los laterales de la instalación fotovoltaica en base al número de filas de la instalación.....	48
Ecuación 19: Área total final ocupada sobre la superficie de embalse por la instalación fotovoltaica.	48
Ecuación 20: Determinación del número de módulos fotovoltaicos de la instalación en función del número de filas y módulos de cada una de ellas. ...	49
Ecuación 21: Comprobación del número de módulos fotovoltaicos de la instalación.	49
Ecuación 22: Determinación del número de módulos fotovoltaicos en base a la superficie máxima posible a emplear según normativa.....	49
Ecuación 23: Fórmula para la determinación de la temperatura mínima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico.	50
Ecuación 24: Determinación de la temperatura mínima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico para el valor extremo mínimo histórico de temperatura....	50

Ecuación 25: Fórmula para la determinación de la temperatura máxima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico.....	50
Ecuación 26: Determinación de la temperatura máxima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico para el valor extremo máximo histórico de temperatura...	50
Ecuación 27: Determinación de la variación de tensión en función de la variación de temperatura.....	51
Ecuación 28: Fórmula para determinar el valor de tensión máximo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más frío.....	51
Ecuación 29: Determinación del valor de tensión máximo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más frío.....	51
Ecuación 30: Fórmula para determinar el valor de tensión mínimo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.....	52
Ecuación 31: Determinación del valor de tensión mínimo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.....	52
Ecuación 32: Determinación de la variación de intensidad en función de la variación de temperatura.....	52
Ecuación 33: Fórmula para determinar el valor de intensidad mínima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más frío.....	53
Ecuación 34: Determinación del valor de intensidad mínima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más frío.....	53
Ecuación 35: Fórmula para determinar el valor de intensidad máxima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.....	53
Ecuación 36: Determinación del valor de intensidad máxima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.....	53
Ecuación 37: Fórmula para determinar el número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{M\acute{a}x\ Inv}$ y V_{SCc}	55
Ecuación 38: Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{M\acute{a}x\ Inv}$ y V_{SCc}	55
Ecuación 39: Fórmula para determinar el número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{PMP\ M\acute{a}x\ Inv}$ y V_{caf}	55
Ecuación 40: Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{PMP\ M\acute{a}x\ Inv}$ y V_{caf}	55
Ecuación 41: Fórmula para determinar el número mínimo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{M\acute{i}n\ Inv}$ y V_{mpc}	55
Ecuación 42: Determinación del número mínimo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{M\acute{i}n\ Inv}$ y V_{mpc}	56
Ecuación 43: Fórmula para determinar la potencia generada en cada string de la instalación fotovoltaica.....	56
Ecuación 44: Fórmula para determinar la tensión máxima proporcionada por cada uno de los strings de la instalación.....	56
Ecuación 45: Determinación de la potencia y tensión máxima capaz de proporcionar cada uno de los strings de la instalación.....	56
Ecuación 46: Fórmula para determinar el número de strings conectados en paralelo por el método de las potencias.....	57
Ecuación 47: Determinación del número de strings conectados en paralelo por el método de las potencias.....	57
Ecuación 48: Fórmula para determinar el número de strings conectados en paralelo por el método de las intensidades.....	57
Ecuación 49: Determinación del número de strings conectados en paralelo por el método de las intensidades.....	58

Ecuación 50: Fórmula para calcular el valor de tensión en cada string en el punto de máxima potencia.	58
Ecuación 51: Determinación del valor de tensión del string en el punto de máxima potencia.	58
Ecuación 52: Fórmula para calcular el valor de intensidad que entra a cada inversor.	58
Ecuación 53: Determinación del valor de intensidad que entra a cada inversor.	58
Ecuación 54: Fórmula para calcular el valor de intensidad en cortocircuito que entra a cada inversor.	59
Ecuación 55: Determinación del valor de intensidad en cortocircuito que entra a cada inversor.	59
Ecuación 56: Fórmula para calcular el valor máximo de intensidad en cortocircuito en función de la variación de la temperatura.	59
Ecuación 57: Determinación del valor máximo de intensidad en cortocircuito en función de la variación de la temperatura.	59
Ecuación 58: Fórmula para calcular el valor de intensidad en el punto de máxima potencia en función de la variación de la temperatura.	60
Ecuación 59: Determinación del valor de intensidad en el punto de máxima potencia en función de la variación de la temperatura.	60
Ecuación 60: Fórmulas para calcular el valor de intensidad de entrada al inversor en cortocircuito y en el punto de máxima potencia en base al número de strings en paralelo respectivamente.	60
Ecuación 61: Determinación del valor de intensidad de entrada al inversor en cortocircuito y en el punto de máxima potencia en base al número de strings en paralelo respectivamente.	60
Ecuación 62: Fórmula para calcular la potencia de entrada a cada inversor. ...	61
Ecuación 63: Determinación de la potencia de entrada a cada inversor.	61
Ecuación 64: Fórmula para el cálculo de la potencia pico de la instalación fotovoltaica.	61
Ecuación 65: Determinación del valor de la potencia pico de la instalación fotovoltaica.	61
Ecuación 66: Fórmula para calcular el número de inversores en la instalación fotovoltaica.	61
Ecuación 67: Determinación del número de inversores en la instalación fotovoltaica.	61
Ecuación 68: Fórmula para el cálculo de comprobación de módulos fotovoltaicos en la instalación.	62
Ecuación 69: Determinación del valor en la comprobación de módulos fotovoltaicos en la instalación.	62
Ecuación 70: Fórmula para calcular la intensidad máxima que admite el conductor en CC. (Fuente: REBT).	66
Ecuación 71: Fórmula para calcular la intensidad máxima que admite el conductor en CA. (Fuente: REBT).	67
Ecuación 72: Fórmula para determinar la resistividad térmica del conductor (Fuente: REBT).	67
Ecuación 73: Fórmula para determinar la conductividad térmica del conductor. (Fuente: REBT).	67
Ecuación 74: Fórmula para determinar el valor de caída de tensión en un conductor de CC. (Fuente: REBT).	67

Ecuación 75: Fórmula para determinar el valor de caída de tensión en un conductor de CA. (Fuente: REBT).....	68
Ecuación 76: Determinación del valor de intensidad máxima admisible para el cableado de conexión entre módulos FV.....	69
Ecuación 77: Fórmula para determinar la intensidad admisible del conductor. (Fuente: REBT).	70
Ecuación 78: Determinación de la intensidad admisible del conductor de sección 4 mm ²	70
Ecuación 79: Determinación del valor de la resistividad térmica para el conductor de 4 mm ²	71
Ecuación 80: Determinación del valor de la conductividad térmica para el conductor de 4 mm ²	71
Ecuación 81: Determinación de la caída de tensión en el conductor de conexión entre módulos FV.	71
Ecuación 82: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde el String 1 hasta la caja primaria correspondiente.	72
Ecuación 83: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde el String 2 hasta la caja primaria correspondiente.	72
Ecuación 84: Fórmula para determinar el valor de la máxima intensidad admisible para agrupación de cables. (Fuente: REBT).	73
Ecuación 85: Fórmula para determinar la sección mínima para una caída de tensión máxima del 1,5% según establece el reglamento. (Fuente: REBT).....	74
Ecuación 86: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 1 hasta la entrada MPPT 1 del inversor.	75
Ecuación 87: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 1 hasta la entrada MPPT 1 del inversor.	75
Ecuación 88: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 2 hasta la entrada MPPT 2 del inversor.	76
Ecuación 89: Determinación de la intensidad admisible del conductor de sección 16 mm ²	76
Ecuación 90: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 2 hasta la entrada MPPT 2 del inversor.	76
Ecuación 91: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 3 hasta la entrada MPPT 3 del inversor.	77
Ecuación 92: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 3 hasta la entrada MPPT 3 del inversor.	77
Ecuación 93: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 4 hasta la entrada MPPT 4 del inversor.	78
Ecuación 94: Determinación de la intensidad admisible del conductor de sección 16 mm ²	78
Ecuación 95: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 4 hasta la entrada MPPT 4 del inversor.	78
Ecuación 96: Determinación del valor de máxima intensidad admisible a la que va a estar sometido el conductor en el tramo inversor 1 a caja secundaria.	80
Ecuación 97: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre el inversor 1 y la caja secundaria.	81
Ecuación 98: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre el inversor 2 y la caja secundaria.	81
Ecuación 99: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre el inversor 2 y la caja secundaria.	82

Ecuación 100: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 1 y el embarrado.....	83
Ecuación 101: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 2 y el embarrado.....	84
Ecuación 102: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 3 y el embarrado.....	84
Ecuación 103: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 4 y el embarrado.....	84
Ecuación 104: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 5 y el embarrado.....	84
Ecuación 105: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 6 y el embarrado.....	84
Ecuación 106: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 7 y el embarrado.....	85
Ecuación 107: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 8 y el embarrado.....	85
Ecuación 108: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 9 y el embarrado.....	85
Ecuación 109: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 10 y el embarrado.....	85
Ecuación 110: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 11 y el embarrado.....	86
Ecuación 111: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 12 y el embarrado.....	86
Ecuación 112: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 13 y el embarrado.....	86
Ecuación 113: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 1 al embarrado.....	86
Ecuación 114: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 1 al embarrado.....	86
Ecuación 115: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 2 al embarrado.....	87
Ecuación 116: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 2 al embarrado.....	87
Ecuación 117: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 3 al embarrado.....	87
Ecuación 118: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 3 al embarrado.....	87
Ecuación 119: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 4 al embarrado.....	87
Ecuación 120: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 4 al embarrado.....	87
Ecuación 121: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 5 al embarrado.....	87
Ecuación 122: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 6 al embarrado.....	88
Ecuación 123: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 6 al embarrado.....	88
Ecuación 124: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 7 al embarrado.....	88

Ecuación 125: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 7 al embarrado.....	88
Ecuación 126: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 7 al embarrado.....	88
Ecuación 127: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 8 al embarrado.....	88
Ecuación 128: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 8 al embarrado.....	88
Ecuación 129: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 9 al embarrado.....	89
Ecuación 130: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 9 al embarrado.....	89
Ecuación 131: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 10 al embarrado.....	89
Ecuación 132: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 10 al embarrado.....	89
Ecuación 133: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 11 al embarrado.....	89
Ecuación 134: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 11 al embarrado.....	89
Ecuación 135: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 12 al embarrado.....	89
Ecuación 136: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 12 al embarrado.....	89
Ecuación 137: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 13 al embarrado.....	90
Ecuación 138: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 13 al embarrado.....	90
Ecuación 139: Criterio para el dimensionamiento del calibre del fusible en base a la corriente nominal. (Fuente: REBT).....	91
Ecuación 140: Criterio para el dimensionamiento del calibre del fusible en base a la corriente máxima. (Fuente: REBT).....	91
Ecuación 141: Ecuaciones para averiguar el valor de I_F en función de los valores de I_N . (Fuente: REBT).....	91
Ecuación 142: Comprobación del criterio de la corriente nominal del fusible ubicado en las cajas primarias.	92
Ecuación 143: Condiciones para el diseño del conductor de tierra entre los elementos de la instalación eléctrica y la puesta a tierra según ITC-BT-18 e ITC-BT-19. (Fuente: REBT).....	95
Ecuación 144: Fórmula para el cálculo del VAN del proyecto.	111
Ecuación 145: Fórmula para calcular la TIR de un proyecto.	111

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema.

El problema que este proyecto pretende abordar es la posibilidad del uso de energía solar fotovoltaica para el bombeo de agua de un embalse inferior a uno superior para el posterior almacenamiento para uso en el momento de necesidad energética de la red mediante turbinación sin necesidad de emplear la energía eléctrica producida en otras plantas de generación para ello, lo que permite reducir el consumo de electricidad del sistema disminuyendo las posibilidades de fallo debido al mismo y reduciendo costes energéticos así como emisiones a la atmósfera de agentes contaminantes a la atmósfera (CO_x , NO_x , etc.).

El excedente de energía eléctrica generada se volcaría a la red eléctrica para su uso evitando así su desperdicio.

Para ello, se va a emplear el uso de tecnología fotovoltaica instalada sobre dispositivos flotantes, de tal forma que sea posible emplear la energía generada por ellos cuando la planta hidroeléctrica lo requiera para bombear el agua al embalse superior y almacenarla para generación energética posterior en momentos de necesidad del sistema eléctrico.

Todo ello, planteado mediante un sistema de hibridación entre la planta de generación fotovoltaica y la planta hidroeléctrica.

1.2. Objetivos del proyecto.

Los objetivos de este proyecto es realizar un diseño tipo de tecnología fotovoltaica flotante para uso en un embalse de central hidroeléctrica que permita emplear la energía generada en los momentos de bombeo del agua del depósito inferior al superior facilitando la dependencia energética de la red de distribución a la vez que reducir costes y reducir las imposibilidades de arranque derivadas de fallos en dicha red.

Con ello se pretende analizar la posibilidad de viabilidad de esta tipología de proyectos en la actualidad, así como analizar el coste económico aproximado de llevarlo a cabo, realizando su estudio sobre un embalse de bombeo ya existente en España del que existe información como es la potencia del sistema de bombeo, la ubicación, dimensiones de embalses, etc.

CAPÍTULO 2. INFORMACIÓN ACERCA DE LA ENERGÍA SOLAR Y LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

2.1. Energía Solar y radiación electromagnética.

La energía solar es debida a la radiación electromagnética procedente del Sol debido a las reacciones fisicoquímicas que se dan en su seno. Este astro, está conformado en aproximadamente un 75 % por hidrógeno, siendo el 25 % de su masa restante helio (mayoritariamente), oxígeno, carbón, neón y hierro (en menores proporciones). La energía procedente del sol se genera al producirse la unión de átomos de hidrógeno con los átomos de helio. Aproximadamente, cada segundo, se queman en torno a 4 millones de toneladas de hidrógeno en un proceso de fusión nuclear en el cual dos átomos de hidrógeno se unen para producir helio, emitiendo una energía al espacio de la cual llega aproximadamente de entre 1.361 W/m^2 y 1.367 W/m^2 a la parte externa de la atmósfera terrestre (denominada constante solar).

Esta radiación electromagnética (que conlleva calor y luz), está conformada por diferentes espectros de radiación, los cuales cada uno tienen una longitud de onda (λ) diferentes y que son los expuestos a continuación junto a sus respectivas longitudes de onda:

- Rayos Gamma: longitud de onda inferior a 100 pm. Alto poder de inserción. Aproximadamente el 1 % de la radiación solar.
- Rayos X: longitud de onda comprendida entre 100 pm y 10 nm. Empleada en el campo de la medicina. Aproximadamente el 1 % de la radiación solar.
- Rayos ultravioletas: longitud de onda comprendida entre 10 nm y 400 nm. Usado en aplicaciones de medicina estética (bronceado). Aproximadamente el 7% de la radiación solar.
- Espectro Visible: longitud de onda comprendida entre 400 nm y 780 nm. Es la que percibe el ojo humano y le permite distinguir las formas y colores de su entorno. Aproximadamente el 43% de la radiación solar.
- Radiación infrarroja: longitud de onda comprendida entre 780 nm y 1 mm. Es la que permite percibir el calor. 49 % de la radiación solar.
- Microondas: longitud de onda comprendida entre 1 mm y 30 cm. Empleada para elevar la temperatura de las partículas. Aproximadamente el 1 % de la radiación solar.
- Radiofrecuencia: longitud de onda con valor superior a 30 cm. Empleada en sistemas de transmisión de datos vía radio. Aproximadamente el 1 % de la radiación solar.

La radiación solar, al llegar a la atmósfera, se somete a diferentes procesos como son la absorción debido a las partículas que conforman el aire, reflexión debido a las nubes y dispersión, disminuyendo o atenuando la intensidad solar que llega a la superficie hasta los 1.100 W/m^2 . Debido a estos procesos, la radiación incidente que llega a la superficie terrestre se descompone en las siguientes:

- Radiación directa (β): aquella que llega la superficie terrestre directamente del sol sin verse afectada por la atmósfera.

- Radiación difusa (D): aquella que alcanza la superficie terrestre tras someterse a las diferentes partículas que están presente en la atmósfera.
- Radiación reflejada (R): aquella que llega a la superficie terrestre tras verse sometida en las superficies planas.
- Albedo: valor de radiación reflejada por una superficie respecto a la incidente sobre la misma (adimensional).

El valor obtenido de la suma de la radiación directa, la difusa y la reflejada se denomina irradiancia solar global (G).

Una vez definidos los conceptos básicos al respecto de la energía solar, se pueden diferenciar los diferentes tipos de esta que existen en cuanto a la producción de energía se refiere y que son:

- Energía solar térmica: aquella que permite mediante la radiación solar calentar un fluido usando colectores y/o concentradores de dicha radiación para reflejarlos sobre un punto concreto, cediendo este posteriormente su calor a otro tipo de fluido para su uso en una central térmica mediante turbinas o en usos residenciales (termosolar).
- Energía solar arquitectónica o pasiva: aquella que emplea la adaptación del diseño y construcciones de las edificaciones para maximizar la captación de energía tanto para iluminación como climatización de dichas construcciones sin necesidad de emplear máquinas para dicha captación solar.
- Energía solar fotovoltaica: aquella que emplea dispositivos para la captación solar y mediante células solares y procesos de recombinación de pares electrón-hueco permite la producción de energía eléctrica. En este proceso, los fotones de la radiación solar inciden sobre las diferentes células solares, impulsando a los electrones a desplazarse a través del circuito eléctrico cerrado del sistema.

Los inicios historia de la energía solar fotovoltaica comienzan en 1839 cuando el científico francés Alexandre-Edmond Becquerel se da cuenta de qué al exponer una pila electrolítica a los rayos solares, la intensidad subía, lo que le permitió enunciar el efecto fotoeléctrico y en 1873 cuando el ingeniero Willoughby Smith comprueba que la conductividad de láminas de selenio aumenta al exponerlas a la luz solar. Esto, junto con otras investigaciones, originó que en 1883 Charles Fritts fabricase la que es considerada la primera célula solar fotovoltaica a partir de una lámina metálica con dos capas: selenio y oro. Su rendimiento apenas alcanzó el 1 %. Pocos años después, en 1888, se crea la primera patente de célula solar fotovoltaica y posteriormente, en 1905 Albert Einstein enuncia el efecto fotoeléctrico. A partir de 1950, se inicia la fase de comercialización de los módulos fotovoltaicos, cuyo uso principal era el espacial auspiciado por la carrera espacial entre EE.UU. y la URSS en detrimento de otros usos más domésticos debido al coste muy inferior de los combustibles tradicionales de origen fósil siendo en 1954 la fabricación de la primera célula de silicio por parte de los laboratorios Bell con una eficiencia cercana al 6 %. Debido a las diferentes crisis del petróleo de 1973 y de 1979, que conllevó un aumento del precio de adquisición del crudo, se aumentaron las líneas de investigación y la financiación de las energías renovables en aras de encontrar fuentes energéticas más económicas y duraderas en el tiempo, entre ellas la fotovoltaica, que se consiguió

alcanzar eficiencias cercanas al 14 %. A partir del inicio del siglo XXI, se introdujo el empleo del silicio monocristalino, logrando eficiencias cercanas al 20% junto con el silicio policristalino (que abarataba costes). A partir de 2008, se produce una disminución en los costes de fabricación de los módulos fotovoltaicos que impulsan la implantación y desarrollo de esta tecnología energética.

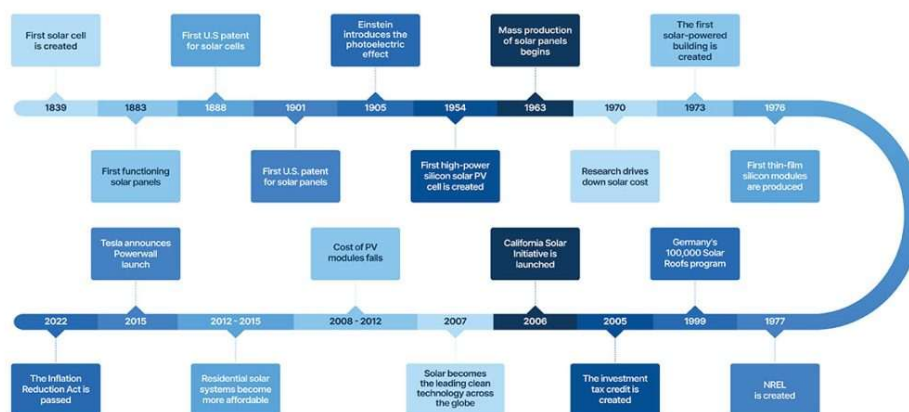


Ilustración 1: Hitos en la historia de la energía solar fotovoltaica. (Fuente: JMHPOWER).

En lo que a tecnología fotovoltaica se refiere, existen diferentes posibles clasificaciones de las mismas, en base a distintos parámetros:

1. Por nivel de penetración: en base al tipo de tecnología que conforman las células presentes en el mercado las cuales pueden ser:
 - Silicio monocristalino
 - Silicio policristalino
 - Silicio amorfo o lámina delgada
2. Por el tipo de generación al cual pertenezcan las células:
 - 1ª Generación: de silicio, ya sean monocristalino o policristalino.
 - 2ª Generación: fabricadas con silicio amorfo y calcopiritas.
 - 3ª Generación: se encuentran en fase de investigación y desarrollo y buscan aumentar el rendimiento mediante el uso de nuevas tecnologías.
3. Por el número de materiales diferentes empleados para la fabricación de las células fotovoltaicas: simple (silicio, germanio o selenio), binario (compuestos como telurio de cadmio o arseniuro de galio entre otros) y ternarios (compuestos CIS/CIGS o calcopiritas).
4. Por el tipo de estructura cristalina:
 - Monocristalino: un único cristal (silicio, arseniuro de galio y telurio de cadmio) las cuales representan la mayoría de células comercializadas.
 - Multicristalino: diferentes cristales que presentan una orientación aleatoria en la conformación de la célula fotovoltaica.
 - Híbrido: heterouniones en las cuales sobre el monocristal se deposita una segunda capa policristalina.
5. Por el tipo de estructura y uniones para la creación de la unión p-n: homouniones (material único dopado), heterouniones (materiales distintos a ambos lados de la unión p-n), monocélula (una sola unión p-n), multiunión (superposición de distintas uniones p-n) y tándem/cascada (unión de 2 o más células en una sola estructura para aprovechar los

distintos espectros solares siendo posible que sean monolíticas o con separación espectral).

6. Por el tipo de uso o aplicación al cual se vayan a destinar: terrestre, integración en edificaciones o especiales.

2.2. Situación actual de la energía fotovoltaica a nivel mundial.

A nivel mundial, en el año 2024 se produjeron 474 TWh de energía eléctrica mediante la generación con tecnología fotovoltaica, lo que supuso en torno al 6,9 % del total mediante los aproximadamente 2.260 GW de potencia instalada a nivel mundial. Solo en el año 2024, se instalaron entre 553 GW y 601 GW (un 23 % por encima de lo instalado en el año 2023).

En lo que a nueva capacidad de potencia fotovoltaica se refiere, los países que más instalaron a nivel mundial en 2024 fueron [1]:

- China: 357 GW
- EE.UU.: 47 GW
- India: 32 GW
- Alemania: 17,2 GW
- España: 8,7 GW
- Italia: 6,7 GW
- Francia: 6 GW
- Polonia: 4,2 GW

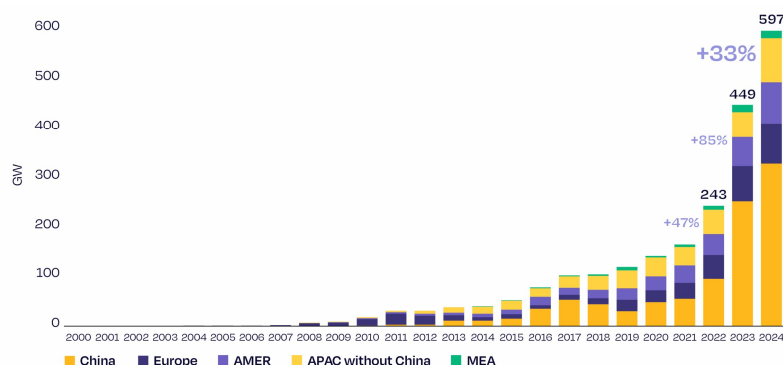


Gráfico 1: Potencia fotovoltaica instalada durante el año 2024 (Fuente: SolarPower Europe).

La tendencia, según las perspectivas que se tienen, es que para el año 2030 se estén instalando anualmente 1 TW de potencia fotovoltaica, superando los 7 TW totales instalados

2.3. Situación actual de la energía fotovoltaica en España.

Actualmente, en España la energía de generación fotovoltaica se divide en 2 tipos: fotovoltaica aislada y fotovoltaica conectada a red (también denominada utility scale para grandes producciones o autoconsumo). La diferenciación básica entre estas dos tipologías de instalaciones se basa en si el objetivo de la generación eléctrica es su consumo en la propia infraestructura en la cual se produce (por ejemplo, una vivienda o instalación que no tiene la posibilidad de conectarse a la red eléctrica) o si en cambio, es el volcado a la red eléctrica para su uso en diferentes instalaciones (viviendas, oficinas, industria) a las que llega a través de la red de distribución.

Dentro de la tipología autoconsumo existen varios subtipos: autoconsumo con sistema de almacenamiento (uso de baterías) y autoconsumo con vertido a red o sin él, en función de si poseen un sistema antivertido en la instalación que permita que el excedente energético producido se vuelque al sistema eléctrico para su distribución o en cambio este sea inexistente. La producción por autoconsumo fotovoltaico en España, GWh a fecha de 30 de noviembre de 2025 fue de 10.277,3 GWh.

La opción en la cual se centra el actual proyecto, son las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red para autoconsumo orientadas a la gran producción eléctrica para su uso en el sistema por parte de diferentes consumidores.

En España, la generación de energía eléctrica mediante los sistemas conectados a red generó, a fecha de 30 de noviembre de 2025, un total de 50.126,5 GWh.

Sumando la producción energética de las 2 tipologías de generación fotovoltaica, esta fue el primer tipo de producción energética de electricidad por encima de la energía eólica (58.730,1 GWh) y de la energía nuclear (51.836,1 GWh) a la fecha anteriormente referida. [2]

Actualmente, existe en España una potencia fotovoltaica instalada de 48.130,6 MW, de los cuales 7.863,3 MW [3] se instalaron en el año 2025 siendo las 4 CC.AA. con más potencia instalada:

- Andalucía: 11.350,7 MW
- Castilla-La Mancha: 9.160,2 MW
- Extremadura: 8.732,1 MW
- Castilla y León: 5.277,1 MW

En la actualidad, la fotovoltaica representa en España el 24,9% del total de la potencia energética instalada tal y como se representa en la siguiente figura:

Potencia instalada en España a 31 de enero de 2025

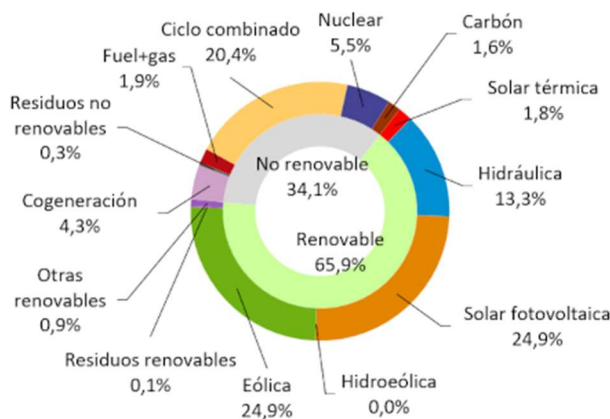


Gráfico 2: Potencia energética instalada en España a 31/01/2025. (Fuente: Red Eléctrica Española).

De cara a 2030, las perspectivas son la instalación de 76 GW, de los cuales 19 GW se corresponderán con autoconsumo mediante una instalación anual de 5 GW, ligado al Plan Nacional Integrado de la Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC) y a factores como son la disminución del coste del KW fotovoltaico instalado, así

como al aumento de la eficiencia de los diferentes componentes que conforman una instalación fotovoltaica. Todo ello fomentado con el auge de nuevas tecnologías y mercados que necesitan grandes consumos energéticos (como son los Centros de Procesamiento de Datos, CPDs) así como una legislación que fomenta el uso y generación mediante energías renovables y que generen una baja o nula contaminación reduciendo la huella de carbono

Para que el aumento de la potencia instalada sea posible, se hace necesario una descongestión y mejora de la red eléctrica, así como el desarrollo e implantación de sistemas de almacenamiento (BESS) energético a gran escala (almacenamiento hidráulico, hidrógeno, volantes de inercia, etc.) reduciendo los trámites administrativos y burocracia y fomentando la formación y uso de mano de obra especializada.

2.4. Partes de un sistema de generación eléctrico fotovoltaico.

En función de la tipología de planta fotovoltaica, esta presenta un conjunto de elementos si se trata de una instalación conectada a red (utility scale o autoconsumo) u otros si es aislada.

Los elementos de una instalación tipo conectada a red son los siguientes:

- Generador fotovoltaico: constituido por los módulos fotovoltaicos, la estructura de soporte de estos, diodos (de by-pass y bloqueo), cableado, cajas de interconexión y protecciones (fusibles, varistores, seccionadores, etc.).
- Inversor: elemento que transforma la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para su empleo en la red.
- Sistemas de protección: elementos de protección de la instalación.
- Sistemas de medida: dispositivo que permite controlar la producción eléctrica generada en cada instante.
- Centro de transformación.

En el caso de una instalación aislada, los elementos que presenta son los siguientes:

- Generador fotovoltaico.
- Acumulador: conjunto de baterías que permiten almacenar la energía generada durante las horas de radiación para emplearla en los momentos de necesidad.
- Regulador de carga: dispositivo que permite el control de carga y descarga de energía para el uso de esta en la instalación en función de la capacidad de almacenamiento de las baterías.
- Inversor de corriente: elemento que transforma la corriente de tipo continua, generada en el campo fotovoltaico en alterna para su uso en los dispositivos que emplean este último tipo.

A continuación, se desarrolla más cada uno de los elementos empleados en una instalación conectada a red, que es la desarrollada en este proyecto:

- Módulo fotovoltaico: es el dispositivo que permite la captación de la energía solar fotovoltaica el cual se encuentra conformado por un conjunto de células solares interconectadas entre sí siendo cada una de estas capaz de generar entre 0,5 V y 0,7 V de tensión, una potencia

máxima de 3 W y una densidad de corriente entre 30 mA/cm² y 40 mA/cm² para el caso del silicio. Cada módulo suele tener unas 72 células.

- Estructura de soporte: dispositivo que permite el montaje de los módulos fotovoltaicos sobre una superficie. Esta puede ser fija (no se mueve en función de la posición del sol y se diseña su inclinación en función de la latitud de la instalación) o con seguimiento (las cuales permiten mediante sistemas motorizados de uno o dos ejes seguir la posición del sol y maximizar el rendimiento de producción).
- Diodo de paso o by-pass: dispositivos que permiten la protección de las células fotovoltaicas en caso de situaciones de sombreados, permitiendo la evacuación de la corriente generada. Se conecta entre los módulos fotovoltaicos.
- Diodo de bloqueo: dispositivo de protección empleado especialmente en sistemas fotovoltaicos aislados para evitar la descarga de las baterías. Se conecta entre los módulos fotovoltaicos y las baterías.
- Fusibles: elemento de protección contra sobreintensidades que se puedan dar en los conductores ubicados en la parte de corriente continua de la instalación instalados en serie con los strings (ramas) de módulos fotovoltaicos.
- Varistores: elemento de protección contra sobretensiones debidas a descargas atmosféricas instalados entre el terminal positivo y negativo de un string.
- Cajas de conexión: elemento para ubicar las protecciones (fusibles, varistores y seccionadores).
- Conductores: cableado que permite el transporte de la electricidad desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, en baja tensión y corriente continua.
- Inversor: convertidor de corriente continua a corriente alterna ubicado entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica, el cual debe ser de 50 Hz de frecuencia (en el caso de Europa) y seguir en todo momento la tensión de la red. El valor del THD (distorsión armónica) debe de ser como máximo del 3 %. Es habitual que incorpore MPPT (seguidor del punto de máxima potencia), que es un equipo que permite que el inversor obtenga en todo momento el valor máximo de potencia producida por el generador fotovoltaico.

CAPÍTULO 3. NORMATIVA Y REGLAMENTO DE APLICACIÓN AL PROYECTO

3.1. Normativa aplicable al proyecto.

El desarrollo de un proyecto fotovoltaico conlleva su realización dentro de un marco regulatorio específico que permite asegurar que se han seguido los pasos adecuados para que la instalación sea segura y cumpla con las leyes de la ubicación donde se va a ubicar. En el caso de España, la normativa aplicable es la mencionada a continuación:

- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
- *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.*
- *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-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.*
- *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*
- *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.*
- *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*
- *Real Decreto 662/2024, de 9 de julio, por el que se establece el régimen al que ha de estar sometida la instalación de las plantas fotovoltaicas flotantes en los embalses situados en el dominio público hidráulico en las cuencas hidrográficas cuya gestión corresponde a la Administración General del Estado, y por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1989, de 11 de abril.*
- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.*
- *Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.*
- *ITC-BT-40, Instrucción Técnica Complementaria para Baja Tensión para Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.*

CAPÍTULO 4. INFORMACIÓN ACERCA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE

4.1. Energía solar fotovoltaica flotante.

Tradicionalmente, las instalaciones de energía solar fotovoltaica se han ubicado en grandes extensiones de terreno (en el caso de las utility scale) o en las cubiertas de las edificaciones (cuando tenían un fin de autoconsumo) de manera estratégica basada en estudios y proyectos que definían las mejores ubicaciones y orientaciones para maximizar la producción energética eléctrica.

Actualmente, y desde el año 2007, se desarrollaron los primeros parques fotovoltaicos flotantes en Japón auspiciado por la falta de terreno necesaria para la instalación de este tipo de producción eléctrica.

Este tipo de instalaciones, hace uso de grandes masas de agua (balsas artificiales, embalses, pantanos o incluso mares) para la instalación de módulos fotovoltaicos sobre estructuras ancladas a una superficie flotante que son en esencia unos flotadores que poseen un sistema de anclaje al fondo de la superficie de la masa de agua mediante tirantes para evitar el desplazamiento producido ya sea por las corrientes del agua o del aire o posibles disminuciones o aumentos del nivel de altura del agua. Estos flotadores, habitualmente está fabricados con polietileno de alta densidad (HDPE) los cuales se van encajando unos a otros para conformar la superficie flotante a la cual se anclan las estructuras y módulos fotovoltaicos.

La siguiente imagen, muestran las partes diferenciadas de una instalación de este tipo:

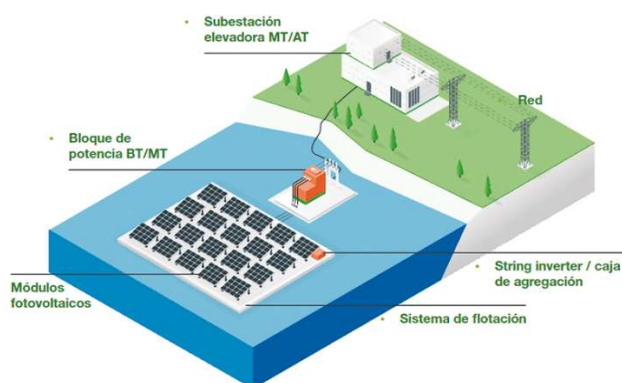


Ilustración 2: Partes de una instalación fotovoltaica flotante (Fuente: Iberdrola).

Las partes y funciones de una instalación de este tipo son las siguientes:

- 1) Módulos fotovoltaicos: son los elementos captadores de la radiación solar encargados de convertirla en electricidad.
- 2) Sistema de flotación y sistemas de anclaje (explicados a continuación).
- 3) String inverter/caja de agregación: dispositivo que permite la conversión de corriente continua a corriente alterna.

- 4) Bloque de potencia o transformador de BT/MT: eleva la baja tensión procedente de los inversores a media tensión (superior a 1.000 V).
- 5) Subestación elevadora MT/AT: eleva la media tensión procedente del trafo de BT/MT a alta tensión para volcarla a la red eléctrica.
- 6) Red: para distribuir la energía generada a los centros de consumo.
- 7) Cableado y conductores: en la zona de masa de agua se ha de emplear cableado subacuático protegido contra el agua. Estos elementos permiten la interconexión de los diferentes elementos de la instalación, así como le transporte y evacuación de la energía generada.

Actualmente existen 5 sistemas de flotación para esta tipología de parques fotovoltaicos [4]:

- 1) Sistema flotante puro: aquel en el cual los módulos fotovoltaicos se encuentran anclados directamente a la estructura flotante. Es necesario calcular el ángulo de inclinación óptimo de los módulos para diseñar el espesor del sistema flotante en base a ello y optimizar el rendimiento de producción energética del sistema, es decir, la propia estructura flotante presenta un ángulo de inclinación en su superficie.
- 2) Sistema flotante con estructura metálica: aquel en el cual los módulos fotovoltaicos se fijan sobre una estructura metálica o de acero y esta estructura a su vez se fija a la estructura flotante. Este sistema facilita la refrigeración de los módulos debido al paso del aire por debajo de los mismos, aunque suele tener un precio más elevado.
- 3) Sistema flotante de membrana: aquel en el cual los módulos fotovoltaicos son anclados directamente sobre la membrana sin tener en cuenta el ángulo de inclinación óptimo de los mismos para maximizar la producción energética en función de la latitud en la cual se ubica la instalación.
- 4) Otros sistemas de flotación: están actualmente en nivel de desarrollo y se conforman por mezclas de compuestos conformados por hormigón y metales como el acero.
- 5) Sistemas de flotación mixtos: aquellos que emplean una mezcla de los sistemas explicados anteriormente.



Ilustración 3: Diferentes sistemas de flotación fotovoltaicos: puro, con estructura y de membrana respectivamente. (Fuente: SicSolar®, LandatuSolar® y NRG Island®).

Como se ha mencionado previamente, el sistema de flotación que porta los módulos fotovoltaicos y/o estructura a la que se anclan estos, es necesario que permanezca estable sobre la superficie de la masa de agua, para ello se instalan sistemas de anclaje que permiten fijar la posición de dicho sistema con cierta holgura para que, en caso de aumento o disminución del nivel de altura del agua, la estructura pueda adaptarse al mismo. Estos sistemas se basan en las características topográficas de la superficie del fondo y la profundidad a la cual se haya esta (batimetría). En la actualidad se emplean los siguientes tipos de anclaje:

- 1) Anclaje al fondo: mediante el empleo de cables tensores, se realiza el fondeo de la estructura para restringir el movimiento de esta, siendo el único posible debido al aumento o disminución del nivel de altura de la masa de agua. Similar al fonde que realizan los barcos en el mar.
- 2) Anclaje a la orilla: se emplean cables tensores o de fijación, pero en lugar de fijarlos en la superficie del fondo de la masa de agua, se fijan en las orillas terrestres de las mismas.
- 3) Anclaje mediante pilotes: es una mezcla de los dos anteriores en la cual se fabrican pilotes (de hormigón o acero) que sobresale sobre la superficie del agua y que se fijan al fondo de la superficie contenedora de la masa de agua.



*Ilustración 4: Diferentes anclajes para las estructuras flotantes de instalaciones fotovoltaicas.
(Fuente: Iberdrola).*

Este tipo de instalaciones, como cualquier otra, presenta una serie de ventajas y desventajas que se describen a continuación [5]:

Ventajas:

- 1) Uso de nuevas superficies que anteriormente no se empleaban para un fin en específico, reduciendo la cantidad de terreno agrícola y forestal empleado para este tipo de instalaciones donde se han ubicado tradicionalmente, dando por lo tanto un empleo extra a las masas de agua. Por tanto, se reduce el espacio terrestre empleado en favor del uso de superficies desaprovechadas
- 2) Reducción del impacto ambiental al reaprovechar un espacio que previamente se está empleando ya para otro fin (almacenamiento de agua, producción energética hidroeléctrica, etc.) a la vez que se optimizan instalaciones ya existentes (como pudiera ser una instalación hidroeléctrica).
- 3) Reducción de la cantidad de masa de agua evaporada debido a que esta tiene una parte de su superficie cubierta.
- 4) Protección contra la proliferación de algas en las masas de agua, reduciendo su expansión en las mismas.
- 5) Reducción de la erosión de las orillas provocada por el viento.
- 6) Aumento de la refrigeración de la instalación fotovoltaica, lo que se traduce en un aumento de la producción energética debido al aumento de rendimiento de esta entre un 5 % y un 15 % en comparación con una instalación terrestre.
- 7) Reducción de suciedad en la instalación, lo que se traduce en un aumento de la producción, al encontrarse en un espacio en el cual no hay árboles o tierra que favorezcan la deposición de restos sobre los módulos fotovoltaicos.

Desventajas:

- 1) Instalación y mantenimiento más complejos debido a que es sobre una superficie acuática que implica el uso de medios especializados (embarcaciones y personal de buceo) lo que conlleva un coste superior a las instalaciones fotovoltaicas terrestres.
- 2) CAPEX más elevado que instalaciones terrestres. Lo mismo ocurre con el OPEX del proyecto, lo que aumenta el periodo de amortización del proyecto.
- 3) Afección de los componentes de la instalación debido al ambiente húmedo en el que se encuentran, teniendo lugar efectos como la corrosión de los materiales o el óxido de partes metálicas.
- 4) Uso de materiales que tengan protección contra la humedad y que sea estancos, lo que conlleva un aumento del coste de estos en comparación con el coste de una instalación terrestre.
- 5) Mayor nivel y número de permisos necesarios para su instalación, lo que conlleva un aumento de la burocracia necesaria para el desarrollo del proyecto.

Actualmente, en España existen aproximadamente 374 embalses (y más de 1.200 superficies de reservas de agua, en torno a 1.225) [6] en las 16 cuencas y 25 demarcaciones hidrográficas que tiene, los cuales son susceptibles de albergar en mayor o menor medida este tipo de instalaciones de generación eléctrica renovable reaprovechando espacios inicialmente empleados para otros fines. A modo de ejemplo, el embalse de La Serena (Badajoz) posee una superficie de 13.949 hectáreas, lo que permitiría facilitar la instalación de un valor elevado de potencia instalada de fotovoltaica flotante.

Para el desarrollo de esta tipología de instalaciones, el gobierno español ha aprobado en 2024, a través *del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)*, el *Real Decreto 662/2024, de 9 de julio*, el cual establece que la superficie máxima de un embalse dedicada a este tipo de instalaciones puede estar comprendida entre el 5 % y el 15 % de la misma según características del mismo, que si se extrapola al ejemplo anterior del embalse de La Serena, la superficie posible para una instalación fotovoltaica flotante estaría comprendida entre 697,45 hectáreas y 2.092,35 hectáreas.

Como ejemplos de proyectos piloto de la generación energética eléctrica mediante instalaciones fotovoltaicas flotantes se encuentran en España:

DENOMINACIÓN	UBICACIÓN	DATOS Y CARACTERÍSTICAS	AÑO PROYECTO
EMBALSE SIERRA BRAVA	CÁCERES	3.000 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 1,375 MW _p INSTALADOS 12.000 M ² DE SUPERFICIE	2020
TORRELAGUNA	MADRID	3.770 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 1.700 kW _p INSTALADOS 12.000 M ² DE SUPERFICIE	2025
PRESA DE ÁNDEVALO PEDRO ARCO	HUELVA	3 PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA BOMBEO: AZUD MATAVACAS CON 899 kW _p INSTALADOS E.B. CRPA3 CON 190 kW _p INSTALADOS (DEHESILLA CON 1.633 kW _p INSTALADOS	2024
CANAL SEGARRA-GARRIGUES	LLEIDA	15 MW _p	EN DESARROLLO

Tabla 1: Ejemplos de proyectos de fotovoltaica flotante en España. (Fuente: Acciona, Canal de Isabel II, SANDO y GreenKw).

A nivel mundial, la fotovoltaica flotante está en pleno desarrollo y apogeo debido a la necesidad de optimización de terreno, expansión y auge de las energías renovables (en especial la fotovoltaica) y las diferentes ventajas que conlleva este tipo de instalaciones y que han sido explicadas. Indiscutiblemente, China es el líder el cual ha desarrollado y ejecutado un proyecto de fotovoltaica flotante en Huainan de 40 MW de potencia instalada. Le sigue la India con parques flotantes como el de Telangana de 100 MW de potencia instalada y Europa con países como Portugal, Países Bajos o Francia (con parques flotantes de 7,5 GWh de producción en el embalse de Alqueva, Bomhofsplas con capacidad de 27 MW_p y Piolenc con 17 MW_p respectivamente). Es en Europa donde se están desarrollando los mayores avances tecnológicos en este campo.

A modo de dato, en el año 2024, se superaron los 2 TW de potencia de fotovoltaica flotante en el mundo con un crecimiento anual del 30% según la agencia IRENA.

CAPÍTULO 5. MEMORIA

5.1. Ubicación del proyecto.

El presente proyecto se ubica en la Central Hidroeléctrica de Bombeo de La Muela II [7](ampliación ejecutada en 2015), ubicada en el embalse de Cortes de Pallás en el margen del río Júcar (Valencia) ubicada en la Demarcación Hidrográfica del Júcar. Esta central está considerada como la hidroeléctrica de bombeo de mayor tamaño de Europa que posee 7 grupos reversibles (para turbinación y bombeo) dividida en dos fases: La Muela I (1983, 634 MW en turbinación y 594 MW en Bombeo) y la Muela II (2015, 880 MW en turbinación y 744 MW en bombeo).

Esta instalación hidráulica de generación eléctrica permite el abastecimiento energético de aproximadamente 600.000 viviendas lo que se traduce en una reducción de 160.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera al año convirtiéndola por tanto en una de las mayores centrales hidroeléctricas de bombeo del continente europeo.

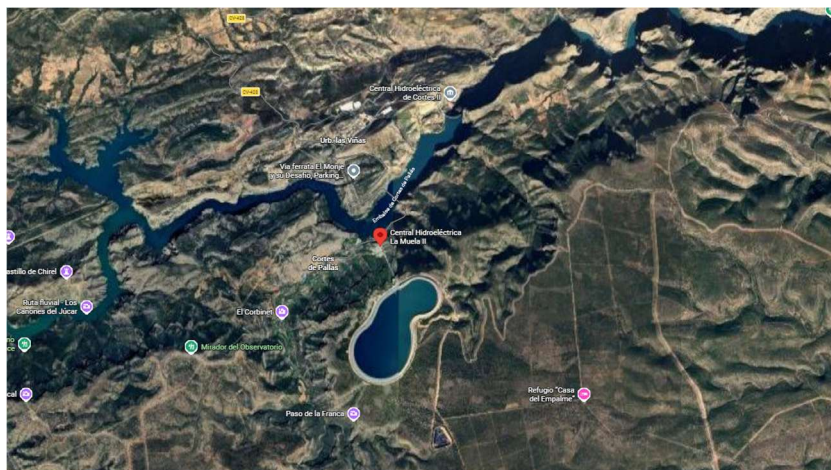


Ilustración 5: Imagen satelital de la ubicación de la central Hidroeléctrica de la Muela II, Valencia. (Fuente: GoogleMaps).

La instalación fotovoltaica flotante se ubicaría sobre el embalse superior artificial de la central hidroeléctrica, el cual posee una superficie aproximada de 1,16 km² (1 millón 160 mil metros cuadrados, o lo que es lo mismo, 116 hectáreas) y un perímetro aproximado de 4,50 km.



Ilustración 6: Superficie del embalse superior de la central Hidroeléctrica de la Muela II, Valencia (Fuente: Google Maps).

Las coordenadas geográficas del embalse en diferentes formatos son:

COORDENADAS		
FORMATO	X	Y
UTM	30 S 678677	4344637
MGRS	30SXJ78674463	
GRADOS (º), MINUTOS (') Y SEGUNDOS (")	39º 13' 57,5" N	00º 55' 47,5" O
GRADOS (º) Y MINUTOS (')	39º 13,959' N	00º 55,791' O
GRADOS (º)	39,232652	-0,92984831

Tabla 2: Coordenadas geográficas de la ubicación del proyecto.

A continuación, se muestran los datos descriptivos de la Central Hidroeléctrica de la Muela II obtenidos de la sede electrónica del catastro:

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE	
Referencia catastral	002400100XJ74F00011K
Localización	CR MUELA LA 9999 46199 CORTES DE PALLAS (VALENCIA)
Clase	Características especiales
Uso principal	RDL 1/04 8.2.b
Año construcción	2015

PARCELA CATASTRAL	
Parcela construida sin división horizontal	
	Localización CR MUELA LA 9999 CORTES DE PALLAS (VALENCIA)
	Superficie gráfica 5.537.339 m²

CONSTRUCCIÓN						
Uso principal	Escalera	Planta	Puerta	Superficie m ²	Tipo Reforma	Fecha Reforma
PRESA GHORMIGÓN				500.000		
SUPERESTRUCTURA				2.496		
CAMARASGALERÍAS				868.000		
CIERRE				5.052		
VIA ACCESO				10.758		
PRESA M SUELTOS				1.000.000		
SUPERESTRUCTURA				22.500		
IMPERMEABILIZAC				1.090.000		
CENTRAL HIDROEL				4.000		
CENTRAL HIDROEL				7.546		
TUBERÍA FORZ AC				266.345		
TUB FORZ AC TÚN				1.102.372		
VIA ACCESO				5.826		
CENTRAL HIDROEL				4.000		
CENTRAL HIDROEL				5.293		
TUBERÍA FORZ AC				1.992.841		
TUB FORZ AC TÚN				1.398.310		
VIA ACCESO				375		
VIA ACCES TÚNEL				1.560		
PRESA GHORMIGÓN				401.000		
SUPERESTRUCTURA				1.528		
CAMARASGALERÍAS				401.000		
CIERRE				3.315		
PRESA GHORMIGÓN				368.000		
PRESA M SUELTOS				2.900.000		
CENTRAL HIDROEL				4.000		
CENTRAL HIDROEL				4.543		
TUB FORZ AC TÚN				4.500.000		
VIA ACCES TÚNEL				1.560		

Tabla 3: Datos catastrales de la Central Hidroeléctrica de la Muela II, Valencia. (Fuente: Sede Electrónica del Catastro).

5.2.Descripción de la configuración conceptual de la instalación fotovoltaica flotante.

La instalación fotovoltaica flotante diseñada para su ubicación en el embalse superior de la Central Hidráulica de la Muela II va a estar conformada por un sistema flotante con estructura de acero con la inclinación (elevación) y orientación (azimut) óptimas para la producción energética a lo largo de todo el año, de tal manera que dicha estructura presentará un anclaje a la orilla del embalse y la parte más alejada de esta zona, tendrá anclaje al fondo del embalse mediante el uso de cables tensores.

Los módulos fotovoltaicos presentarán una distancia de instalación entre filas adecuada para reducir el efecto de sombreado que se pueda dar entre ellas (y por ende las pérdidas que conlleva) y maximizar la producción energética.

Los valores de superficie de la masa de agua del embalse posibles a emplear para este tipo de instalación, en base al *Real Decreto 662/2024, de 9 de julio*, se encuentran comprendidas entre el 5% (en caso de embalse no eutrófico) y el 15% (en caso de embalse eutrófico) de la misma, lo que se traduce en un área comprendida entre 0,058 km² y 0,174 km² (entre 58.000 m² y 174.000 m²).

En este caso, la Demarcación Hidrográfica del Júcar, se encuentra en riesgo de eutrófico [8], tal y como se puede observar en los siguientes gráficos, lo que permite el uso de una superficie de hasta 174.000 m² para uso en la instalación objeto del presente proyecto.

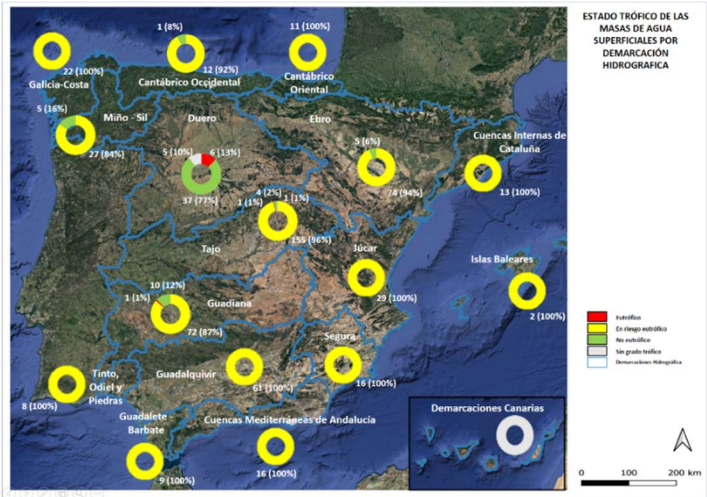


Ilustración 7: Estado trófico de las masas de agua superficiales por demarcación hidrográfica (Fuente: MITECO).

La producción de energía eléctrica se transportará hasta el bloque de BT/MT desde los inversores a través de cableado apto para su uso en entornos acuáticos y de humedad, para desde este punto alimentar a los grupos de bombeo de la central hidráulica en caso de ser este su uso, o en su defecto, hasta la subestación elevadora MT/AT para su volcado a la red de distribución eléctrica y de aquí a los puntos de consumo.

La planta, en su perímetro, se encontrará en todo momento balizada por boyas de señalización tal y como establece la normativa vigente.

5.3. Parámetros meteorológicos y climatológicos normales del emplazamiento de la instalación.

Para obtener los datos históricos de temperatura y climatología a través de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), se va a tomar como estación de referencia la ubicada en el aeropuerto de Valencia (localidad de Manises), ubicada a aproximadamente 48 Km del emplazamiento de la instalación y ser la más cercana en la misma provincia. Estos datos son los recogidos entre el año 1991 y el año 2010.

Las coordenadas de esta estación meteorológica son: 39º 29' 6" N y 0º 28' 29" O.

PARÁMETROS CLIMATOLÓGICOS												
MES	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
ENERO	10,50	15,80	5,10	37,00	66,00	4,00	0,20	0,30	0,60	2,30	8,40	176
FEBRERO	11,40	16,80	5,90	34,00	65,00	3,80	0,00	0,20	1,30	1,20	6,60	172
MARZO	13,60	19,30	7,80	30,00	61,00	3,30	0,00	0,10	0,80	0,40	6,70	220
ABRIL	15,50	21,10	10,00	40,00	59,00	4,70	0,00	1,10	0,40	0,00	5,10	238
MAYO	18,70	24,10	13,40	38,00	60,00	4,50	0,00	1,90	0,30	0,00	5,40	268
JUNIO	22,70	27,80	17,50	18,00	59,00	2,60	0,00	2,00	0,20	0,00	9,00	294
JULIO	25,50	30,60	20,50	12,00	61,00	1,10	0,00	1,70	0,10	0,00	13,30	328
AGOSTO	25,90	30,80	20,90	16,00	63,00	2,00	0,00	2,30	0,10	0,00	10,00	292
SEPTIEMBRE	23,00	28,00	18,00	63,00	65,00	4,80	0,00	3,10	0,10	0,00	6,60	236
OCTUBRE	19,00	24,10	13,90	72,00	67,00	4,70	0,00	1,80	0,40	0,00	5,10	207
NOVIEMBRE	14,20	19,30	9,20	51,00	67,00	4,10	0,00	0,60	0,10	0,10	6,10	168
DICIEMBRE	11,20	16,20	6,10	48,00	67,00	4,40	0,00	0,20	0,60	1,80	7,80	160
AÑO	17,60	22,80	12,40	461,00	63,00	43,90	0,20	15,50	5,10	4,90	92,50	-

Tabla 4: Valores los parámetros climatológicos normales principales (Fuente: AEMET).

El significado de cada uno de los parámetros anteriores es el siguiente:

1. T: valor medio de la temperatura (°C).
2. T_M : temperatura media máxima diaria (°C).
3. T_m : temperatura media mínima diaria (°C).
4. R: precipitación media (mm).
5. H: humedad relativa media (%).
6. D_R : número medio de días con precipitación mayor o igual a 1 mm.
7. D_N : número medio de días de nieve.
8. D_T : número medio de días de tormenta.
9. D_F : número medio de días de niebla.
10. D_H : número medio de días con heladas.
11. D_D : número medio de días despejados.
12. I: Número medio de horas de sol.

A través de la herramienta PVGIS, se han obtenido los valores de irradiación solar horizontal, directa normal y global con el ángulo óptimo (kWh/m^2) mensual, ratio irradiación difusa/global, temperatura media y perfil de horizonte que hay en las coordenadas de la ubicación de la instalación. Para ello, se ha tenido en cuenta los dados en el periodo comprendido entre los años 2005 y 2023 mediante el empleo de la base de datos *PVGIS-SARAH3*, los cuales se resumen a continuación en valores mensuales:

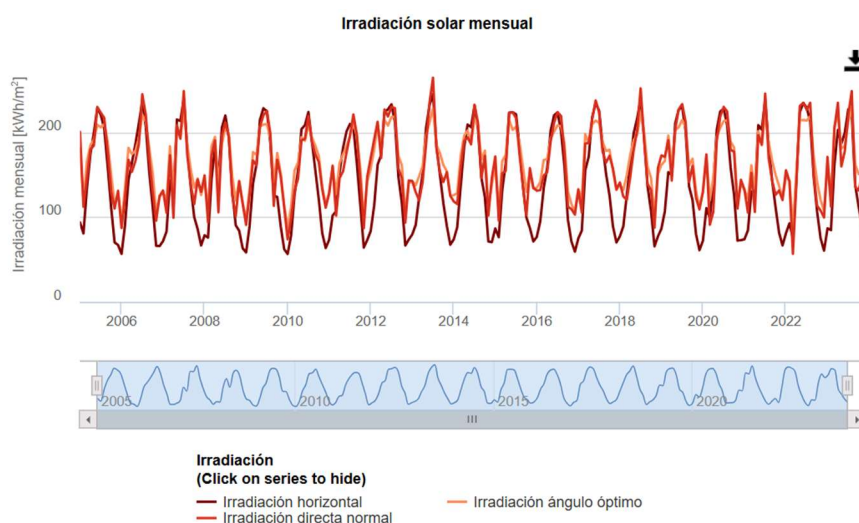


Gráfico 3: Irradiación solar mensual (horizontal, directa normal y ángulo óptimo) en la ubicación. (Fuente: PVGIS).

Irradiación global horizontal		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Month																				
Enero		93.86	56.7	71.81	78.59	58.44	56.56	73.32	83.61	79.55	73.75	86.6	76.82	74.96	77.38	86.34	72.12	73.91	81.04	86.78
Febrero		80.84	90.4	83	75.95	89.43	78.36	101.91	113.41	90.77	88.12	76.34	95.2	84.21	89.14	106.91	110.55	84.4	92.69	84.74
Marzo		134.03	143.5	143.42	144.53	139.78	126.88	107.07	161.76	123.35	136.23	131.39	134.39	155.34	125.91	152.98	98.96	130.21	74.9	161.86
Abril		174.15	164.34	125.63	182.11	162.66	154.85	152.74	173.22	150.44	182.48	163.13	158.01	171.31	163.42	149.73	139.46	126.99	144.51	202.67
Mayo		199.28	185.95	214.97	143.38	214.52	203.73	181.32	223.82	205.25	209.02	223.07	201.88	217.58	199.05	210.63	203.2	208.4	223.73	186.78
Junio		228.4	210.23	213.34	205.56	228.28	208.47	200.79	227.13	232.2	206.09	223.55	220.15	234.29	216.36	226.78	224.52	203.09	234.67	199.51
Julio		220.5	236.36	240.11	219.68	224.8	223.82	209.68	232.91	244.7	231.52	221.07	223.54	225.57	239.03	229.95	227.77	238.61	228.64	227.02
Agosto		204.38	206.9	181.77	193.94	187.07	189.64	205.4	211.86	183.23	203.91	183.67	201.2	185.36	194.22	201.01	208.15	184.48	212.66	221.26
Septiembre		159.25	153.41	135.76	129.62	125.56	155.27	163.19	147.74	150.18	146.05	136.16	158.94	151.16	136.42	135.97	158.41	143.18	147.63	137.98
Octubre		111.32	112.48	100.09	90.44	123.76	121.05	114.52	116.65	116.32	123.49	99.49	96.66	125.92	107.45	120.06	126.6	111.29	106.27	112.23
Noviembre		70.18	66.14	85.83	83.87	88.98	80.96	64.09	66.57	89.65	71.37	87.09	71.31	89.11	65.59	80.04	72.28	81.78	75.01	89.18
Diciembre		67.08	65.99	66.68	63.26	62.22	63.58	73.02	73.58	67.54	70.52	71.28	59.3	70.2	77.34	61.15	72.9	66.62	60.48	74.14

Tabla 5: Irradiación mensual global horizontal (kWh/m^2). (Fuente: PVGIS).

Irradiación directa normal

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	200.42	87.19	131.37	149.16	90.92	73.81	128.03	169.6	142.6	118.41	171.53	131.14	132.27	140.72	172.63	130.1	132.44	155.15	170.86
Febrero	112.11	122.5	105.24	93.87	126.78	97.93	160.49	191.44	129.6	115.35	95.92	131.87	105.34	124.35	171.12	173.95	105.35	142.12	112.4
Marzo	146.08	167.53	173.01	171.92	166.71	131.37	101.73	212.41	119.67	158.05	151.44	148.92	186.77	120.23	190.64	90.97	151.96	56.67	204.56
Abril	179.71	153.29	99.17	190.43	160.95	145.13	145.89	169.65	141.07	189.52	154.46	152.83	187.42	147.44	143.09	106.34	106.05	138.68	234.78
Mayo	184.28	165.88	208.61	105.72	206.53	190.6	153.79	226.81	186.28	194.09	222.56	189.39	215.24	179.15	204.02	190.22	196.5	230.91	159.76
Junio	229.79	185.68	192.41	195.98	220.12	192.28	175.81	218.76	234.91	185.86	223.72	211.29	237.52	202.65	227.13	218.48	185.56	234.7	177.89
Julio	223.2	244.82	248.62	211.61	225.11	219.29	195.77	229.92	264.27	232.39	216.85	223.63	223.66	251.83	233.22	229.92	245.51	226.48	220.35
Agosto	216.9	220.75	172.93	195.27	198.59	188.74	221	228.4	180.71	211	174.26	219.25	177.19	191.57	212.15	224.49	169.55	234.72	248.63
Septiembre	177.13	168.43	138.42	125.66	113.26	174.02	196.94	157.44	153.42	146.16	135.77	175.54	164.12	138.92	141.12	179.45	142.71	151.91	135.76
Octubre	130.35	129.22	115.25	101.14	167.55	164.77	143.52	146.01	141.37	172.12	102.11	112.23	172.29	132.1	160.34	176.99	126.24	113.49	131.32
Noviembre	110.06	95.72	144.37	142.01	148.09	132.6	86.91	93.47	153	101.79	157.65	109.37	157.27	87.42	122.62	110.07	131.41	107.83	147.92
Diciembre	131.1	124.96	129.74	115.98	111.72	111.14	147.8	143.16	125.07	146.33	134.51	103.03	133.04	157.97	109.11	143.96	120.18	99.63	144.58

Tabla 6: Irradiación mensual directa normal (kWh/m²). (Fuente: PVGIS).

Irradiación global con el ángulo óptimo

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	180.81	94.43	129.7	143.3	97.36	87.62	129.21	156.83	142.31	125.92	161.5	134.57	133.12	138.28	161.62	129.32	131.41	148.06	160.87
Febrero	120.23	134.07	119.04	108.08	132.7	112.37	159.18	179.23	137.57	128.34	108.8	141.34	121.02	131.95	166.34	171.51	122.25	142.73	123.12
Marzo	166.03	181.42	183.41	183.46	176.58	155.01	127.76	209.19	148.27	172.13	166.11	167.4	197.73	149.54	196.11	120.11	161.12	87.1	206.91
Abril	184.77	174.29	129.39	194.58	173.21	164.31	163.69	184.49	159.97	195.68	173.42	168.47	187.61	173.52	158.73	146.57	133.08	153.71	222.03
Mayo	191.21	178.25	206.84	137.48	206.82	194.13	173.82	214.09	196.46	202.09	214.73	192.87	209.49	190.77	202.4	194.52	201.35	213.94	181.15
Junio	208.83	192.55	194.7	186.3	209.1	189.97	183.19	207.97	211.48	188.14	202.97	200.82	213.83	197.07	206.1	205.45	184.76	214.53	183.68
Julio	205.74	220.49	224.31	205.14	209.72	209.01	195.35	217.96	228.41	215.72	206.4	208.31	211.04	222.4	214.51	213.17	222.51	213.83	212.7
Agosto	209.76	212.44	185.74	198.28	192.63	194.37	211.14	218.56	185.47	208.33	188.18	206.9	189.12	199.51	205.41	214.35	188.08	218.91	228.69
Septiembre	188.58	181.83	156.3	147.84	141.4	183.95	195.8	172.2	175.34	167.61	158.81	186.68	178.11	159.38	160.61	188.9	166.71	171.8	162.18
Octubre	150.36	152.01	134.72	119.8	175.6	172.22	156.76	161.06	161.3	178.37	129.88	130.41	179.26	146.45	168.87	182.01	149.91	141.53	150.72
Noviembre	116.18	106.05	145.42	142.73	151.36	135.85	100.17	105.71	153.85	112.68	153.01	115.31	154.57	101.66	130.96	118.43	136.69	120.29	151.96
Diciembre	127.7	123.68	126.12	116.77	113.47	114.83	141.68	140.08	125.14	137.95	133.82	106.7	131.69	150.83	111.54	139.55	122.71	107.19	141.57

Tabla 7: Irradiación mensual global para el ángulo óptimo (kWh/m²). (Fuente: PVGIS).

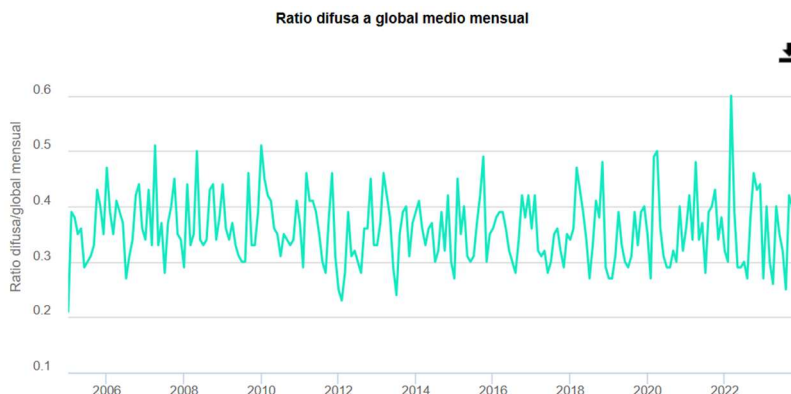


Gráfico 4: Ratio medio irradiación difusa/global en la ubicación. (Fuente: PVGIS).

Ratio difusa/global

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	0.21	0.47	0.34	0.29	0.44	0.51	0.37	0.25	0.33	0.39	0.27	0.36	0.36	0.34	0.27	0.35	0.36	0.32	0.27
Febrero	0.39	0.39	0.43	0.44	0.36	0.45	0.29	0.23	0.37	0.41	0.45	0.38	0.42	0.36	0.27	0.27	0.42	0.3	0.4
Marzo	0.38	0.35	0.33	0.33	0.34	0.42	0.46	0.28	0.46	0.36	0.35	0.39	0.32	0.47	0.31	0.49	0.34	0.6	0.3
Abril	0.35	0.41	0.51	0.35	0.37	0.41	0.41	0.39	0.42	0.33	0.4	0.39	0.31	0.43	0.39	0.5	0.48	0.39	0.26
Mayo	0.36	0.39	0.33	0.5	0.33	0.36	0.41	0.31	0.38	0.36	0.31	0.36	0.32	0.39	0.33	0.36	0.34	0.29	0.4
Junio	0.29	0.37	0.37	0.34	0.33	0.31	0.35	0.39	0.32	0.29	0.37	0.3	0.32	0.34	0.3	0.31	0.37	0.29	0.35
Julio	0.3	0.27	0.28	0.33	0.3	0.31	0.35	0.3	0.24	0.3	0.31	0.3	0.3	0.27	0.29	0.29	0.28	0.3	0.32
Agosto	0.31	0.31	0.37	0.34	0.3	0.35	0.3	0.28	0.35	0.32	0.37	0.28	0.35	0.33	0.31	0.29	0.39	0.27	0.25
Septiembre	0.33	0.34	0.4	0.43	0.46	0.34	0.28	0.36	0.39	0.39	0.42	0.34	0.36	0.41	0.39	0.32	0.4	0.38	0.42
Octubre	0.43	0.42	0.45	0.44	0.33	0.33	0.38	0.36	0.4	0.32	0.49	0.42	0.32	0.38	0.33	0.3	0.43	0.46	0.4
Noviembre	0.4	0.44	0.35	0.34	0.33	0.34	0.46	0.45	0.31	0.42	0.3	0.38	0.29	0.48	0.39	0.4	0.34	0.43	0.33
Diciembre	0.35	0.36	0.34	0.38	0.39	0.41	0.31	0.33	0.37	0.3	0.35	0.42	0.35	0.29	0.4	0.32	0.38	0.44	0.33

Tabla 8: Ratio de irradiación difusa/global. (Fuente: PVGIS).

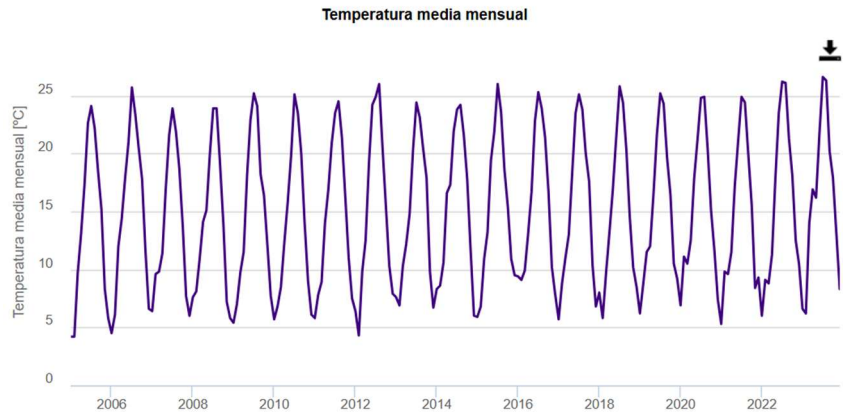


Gráfico 5: Temperatura media de la ubicación. (Fuente: PVGIS).

Temperatura media mensual																			
Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	4.2	4.5	6.4	7.6	5.4	5.7	5.8	6.4	7.6	8.3	5.9	9.4	5.7	8	6.2	6.9	5.3	6	6.6
Febrero	4.2	6.1	9.6	8.1	7	6.8	7.8	4.3	6.9	8.6	6.8	9.1	8.8	5.8	8.8	11.1	9.8	9.1	6.2
Marzo	9.7	12	9.8	10.9	9.7	8.5	8.9	9.8	10.3	10.6	10.9	9.9	11	9.7	11.5	10.5	9.6	8.8	14
Abril	13.1	14.4	11.4	14.1	11.5	12.3	14	12.5	12.2	16.6	13.2	13.1	13	13.2	12	12.5	11.5	11.3	16.9
Mayo	17.3	17.9	17	15.1	18.1	15.8	16.9	19.2	14.8	17.3	19.4	16.7	18.3	16.9	16.5	17.8	17.2	17.9	16.2
Junio	22.6	21	21.6	19.9	22.9	19.8	20.9	24.2	20.3	21.9	21.9	22.8	23.5	21.4	21.6	21.2	21.1	23.5	21.7
Julio	24.1	25.7	23.9	23.9	25.2	25.1	23.5	24.9	24.4	23.8	26	25.3	25.1	25.8	25.2	24.8	24.9	26.2	26.6
Agosto	22.2	23.4	21.9	23.9	24.1	23.5	24.5	26	23.1	24.2	23.6	23.9	23.8	24.4	24.3	24.9	24.4	26.1	26.3
Septiembre	18.5	20.5	18.7	19.2	18.2	20	21.4	20.5	20.4	21.6	18.6	21.4	20	20.3	19.7	20.4	19.9	21.3	20.2
Octubre	15.2	17.8	13.8	14	16.4	14	16.3	15.4	17.9	17.8	15.4	16.7	17.6	14.5	16.5	15.1	15.6	18.1	17.9
Noviembre	8.3	11.6	7.7	7.2	12.1	9	11	10.3	9.8	11.7	10.9	10.2	10.4	10.2	10.5	11.6	8.4	12.5	13.1
Diciembre	5.8	6.6	6	5.8	7.7	6.1	7.5	7.9	6.7	6	9.5	7.8	6.8	8.5	9.2	7.4	9.3	10.4	8.3

Tabla 9: Temperatura media mensual (°C) de la ubicación. (Fuente: PVGIS).

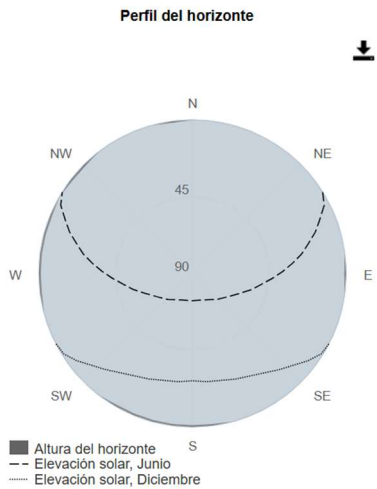


Gráfico 6: Perfil del horizonte en la ubicación. (Fuente: PVGIS).

5.4. Parámetros meteorológicos y climatológicos extremos del emplazamiento de la instalación.

A través de la AEMET, y de su base de datos de Valores Extremos de Datos Climatológicos, se obtienen los valores meteorológicos y climatológicos extremos que se exponen en la siguiente tabla y que se emplearán para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica:

VARIABLE	VALOR	FECHA
MÁXIMO Nº DE DÍAS DE LLUVIA EN EL MES	22	MARZO DE 2025
MÁXIMO Nº DE DÍAS DE NIEVE EN EL MES	3	ENERO DE 2010
MÁX Nº DE DÍAS DE TORMENTA EN EL MES	11	OCTUBRE DE 1971
PRECIPITACIÓN MÁXIMA EN UN DÍA (l/m2)	188,90	28 DE SEPTIEMBRE DE 2012
PRECIPITACIÓN MENSUAL MÁS ALTA (l/m2)	373,60	OCTUBRE DE 1971
PRECIPITACIÓN MENSUAL MÁS BAJA (l/m2)	0,0	DICIEMBRE DE 1988
ACHA MÁXIMA DE VIENTO: VELOCIDAD Y DIRECCIÓN	VEL 153, DIR 290	28 DE ENERO DE 1978, 13:26 H
Tª MÁXIMA ABSOLUTA (°C)	46,80	10 DE AGOSTO DE 2023
Tª MEDIA DE LAS MÁXIMAS MÁS ALTA (°C)	34,30	AGOSTO DE 2022
Tª MEDIA DE LAS MÍNIMAS MÁS BAJA (°C)	1,60	FEBRERO DE 2012
Tª MEDIA MÁS ALTA (°C)	28,60	AGOSTO DE 2025
Tª MEDIA MÁS BAJA (°C)	7,80	ENERO DE 1985
Tª MÍNIMA ABSOLUTA (°C)	-5,40	15 DE ENERO DE 1985

Tabla 10: Valores los parámetros climatológicos normales principales (Fuente: AEMET).

La ubicación de los datos extraídos de *AEMET* es la del Aeropuerto de Valencia para el periodo comprendido entre los años 1966 y 2026.

5.5. Grado de inclinación y orientación (azimut) óptimos de los módulos fotovoltaicos.

Para dimensionar correctamente el ángulo de inclinación con el cual se deben de instalar los módulos fotovoltaicos para maximizar la producción, se va a realizar el cálculo de este mediante el empleo de 2 métodos diferentes:

13. Método numérico en base a la latitud de la ubicación de la instalación.
14. Mediante la herramienta online PVGIS con la base de datos de PVGIS-SARAH3 y la base de datos PVGIS-ERA5.

Método numérico

$$\beta = 3,600 + 0,650 * \phi$$

Ecuación 1: Fórmula para la determinación óptima de la inclinación de los módulos fotovoltaicos en función de la latitud.

Siendo β el ángulo (°) de inclinación óptimo en base a la latitud geográfica de la instalación y ϕ las coordenadas de la latitud (°) en la cual se ubicaría la instalación fotovoltaica.

Sustituyendo valores en la ecuación anterior:

$$\beta = 3,600 + 0,650 * 39,233^\circ = 29,101^\circ$$

Ecuación 2: Fórmula para la determinación óptima de la inclinación de los módulos fotovoltaicos para latitud 39,233°.

Herramienta online PVGIS

Para este método, se introducen las coordenadas de la ubicación en la herramienta online PVGIS con ambas bases de datos mencionadas anteriormente. Al pretender únicamente obtener el ángulo óptimo de inclinación, se introducen valores de 0,001 kWp de potencia fotovoltaica instalada y 0 % de pérdidas en el sistema tal y como se muestra en la siguiente imagen:

Ilustración 8: Datos introducidos en PVGIS para el cálculo de la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos. (Fuente: PVGIS).

Datos proporcionados:		Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.233,-0.930	Localización [Lat/Lon]:	39.233,-0.930
Horizonte:	Calculado	Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH3	Base de datos:	PVGIS-ERA5
Tecnología FV:	Silicio cristalino (2025)	Tecnología FV:	Silicio cristalino (2025)
FV instalada [kWp]:	0.001	FV instalada [kWp]:	0.001
Pérdidas sistema [%]:	0	Pérdidas sistema [%]:	0
Resultados de la simulación:		Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	36 (opt)	Ángulo de inclinación [°]:	37 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	0 (opt)	Ángulo de azimut [°]:	-4 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	1.87	Producción anual FV [kWh]:	1.96
Irradiación anual [kWh/m²]:	1999.5	Irradiación anual [kWh/m²]:	2087.92

Tabla 11: Resultados obtenidos con PVGIS con las bases de datos PVGIS-SARAH3 y PVGIS-ERA5 respectivamente. (Fuente: PVGIS).

Según este segundo método, el ángulo de inclinación óptimo es de 36° empleando la base de datos PVGIS-SARAH3 y 37° con la base de datos PVGIS-ERA5.

Para el territorio español, se puede emplear un tercer método de cálculo aproximado para determinar la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos para maximizar la producción energética durante todo el año, el cual obtiene dimensionando dicha inclinación como el 85 % del valor de la latitud, por lo que este valor sería de 33,348°.

Para el actual proyecto, se va a emplear el dato obtenido a través de PVGIS-ERA5, el cual es de 37° que es el ángulo más exacto a la franja entre 37° y 43° para la optimización de rendimiento en la península ibérica.

El ángulo de orientación de los módulos fotovoltaicos, o azimut, va a ser de -4°, orientándolos por tanto prácticamente al sur geográfico al estar ubicados en el hemisferio norte terrestre, ya que es la orientación con la cual se maximiza más producción según la herramienta PVGIS.

5.6. Selección del módulo fotovoltaico.

Para la presente instalación, y maximizar la producción, se va a seleccionar un módulo fotovoltaico bifacial que permita aprovechar el albedo de la superficie de la masa de agua del embalse y así maximizar la producción energética.

El módulo fotovoltaico elegido es el descrito a continuación:

- Modelo: **JAM66D45-630/LB**
- Marca: **JA SOLAR®**
- Tipo de célula: **Silicio Monocristalino**
- Eficiencia: **26 % (máxima), 23,30 % (nominal)**
- Protección: **IP68**

■ Bifacial

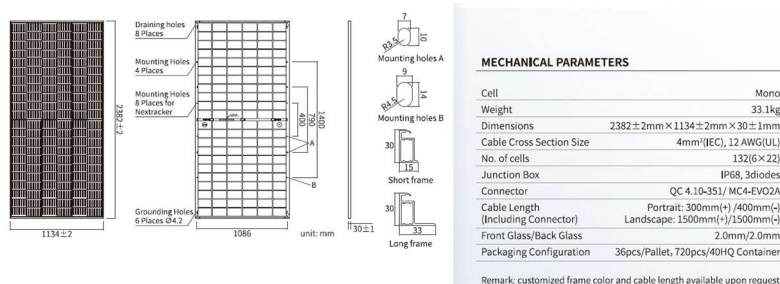


Gráfico 7: Parámetros mecánicos del módulo fotovoltaico JAM66D45 LB de JA SOLAR
(Fuente: JA SOLAR®).

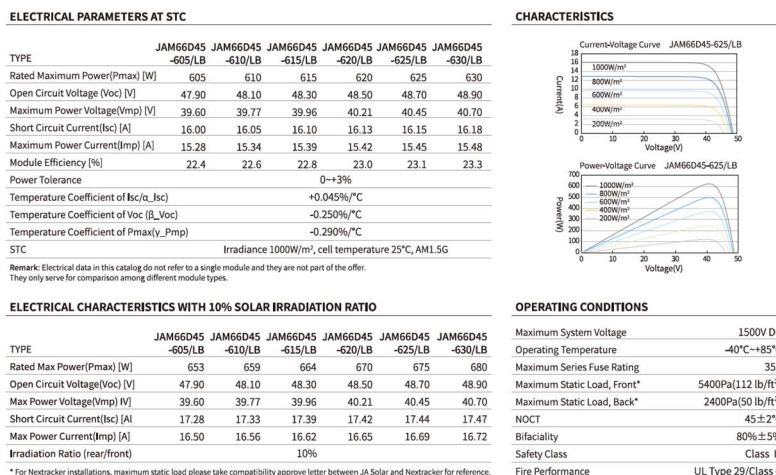


Tabla 12: Parámetros y características eléctricas del módulo fotovoltaico JAM66D45 LB de JA SOLAR (Fuente: JA SOLAR®).

5.7. Selección del inversor.

El inversor para la conversión de CC-CA que se va a emplear en la instalación fotovoltaica flotante es el mostrado a continuación:

- Modelo: **SUN2000-300KTL-HQ**
- Marca: **HUAWEI®**
- Potencia CC: **300 kW**
- Potencia Nominal CA: **300 kW**
- Eficiencia Europea: **≥98,80 %**
- Protección: **IP66**

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.03%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short-Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SCLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH45MMATMSPA / HH45FMMATMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	CS-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

Tabla 13: Especificaciones técnicas del inversor. (Fuente: Huawei®).

Efficiency Curve

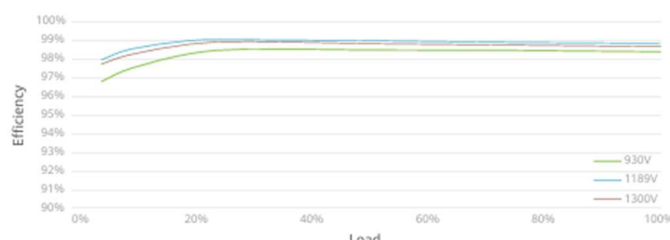


Gráfico 8: Curva de eficiencia del inversor. (Fuente: Huawei®).

5.8. Cálculo de la distancia mínima entre módulos fotovoltaicos.

Para disminuir las pérdidas debidas a las posibles sombras que se proyecten entre las filas de módulos fotovoltaicos, es necesario calcular la distancia mínima a la cual estas deben de encontrarse entre ellas. El *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C-REV-julio 2011)* del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético), establece el procedimiento para realizar este cálculo de tal manera que se garanticen como mínimo 4 horas de sol alrededor del mediodía solar durante el día más corto del año (solsticio de invierno, 21 de diciembre) en base a la distancia entre los módulos fotovoltaicos y la altura de estos.

Por tanto, la distancia mínima entre las diferentes filas de módulos fotovoltaicos ha de ser:

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

Ecuación 3: Fórmula para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos en base a la latitud.

$$d = h * k$$

Ecuación 4: Fórmula de condición a cumplir para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos.

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 5: Fórmula para la determinación del valor adimensional k en función de la latitud.

Siendo d la distancia entre dos filas de módulos fotovoltaicos, h la diferencia de alturas entre la parte superior del módulo fotovoltaico de la fila anterior y la parte inferior del módulo fotovoltaicos de la fila posterior y k un factor adimensional en base a la latitud de la ubicación de la instalación.

Siempre se ha de cumplir que la distancia d ha de ser mayor que $h \cdot k$.

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

Tabla 14: Factor del valor adimensional k en función de la latitud de la ubicación de la instalación. (Fuente: IDAE).

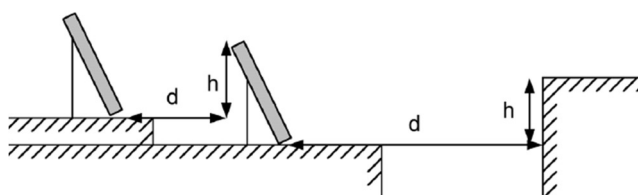


Ilustración 9: Parámetros d y h para el cálculo de distancias mínimas entre filas de módulos fotovoltaicos. (Fuente: IDAE).

Al no estar k referenciado en la Tabla 12, por no encontrarse la latitud exacta, este valor se calculará mediante la fórmula anteriormente explicada:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(21,767^\circ)} = 2,504$$

Ecuación 6: Fórmula para la determinación del valor adimensional k para latitud $39,233^\circ$.

$$d = 1134 \text{ mm} \cdot 2,504 = 2.839,536 \text{ mm} = 2,839 \text{ m}$$

Ecuación 7: Fórmula de condición a cumplir para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos para latitud $39,232652^\circ$.

Siendo las medidas del módulo fotovoltaico $2382 \pm 2 \text{ mm} \times 1134 \pm 2 \text{ mm} \times 30 \pm 1 \text{ mm}$, se instalará el módulo fotovoltaico en apaisado para disminuir la proyección de sombras sobre la fila posterior, y considerando que todos están instalados a la misma altura sobre el sistema de flotación, se procede a resolver las ecuaciones anteriores conociendo los valores:

- $h = 1.134 \text{ mm}$ (1,134 m)
- $k = 2,504$
- Latitud: $39,233^\circ$

$$d = \frac{1.134 \text{ mm}}{\tan(61^\circ - 39,233^\circ)} = \frac{1.134 \text{ mm}}{\tan(21,767^\circ)} = 2.839,940 \text{ mm} = 2,839 \text{ m}$$

Ecuación 8: Fórmula para la determinación de la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos para latitud $39,233^\circ$.

Por lo tanto, se cumple que la distancia (d) calculada en base al parámetro k similar igual que la distancia (d) entre filas de módulos fotovoltaicos, con valor de 2,839 m.

5.9. Dimensionamiento del número módulos fotovoltaicos que conforman la instalación.

Para determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos que va a presentar la instalación, se tienen en cuenta las siguientes 4 dimensiones ya mencionadas en apartados anteriores:

1. Superficie máxima que se puede emplear del embalse en base a la normativa vigente (*Real Decreto 662/2024, de 9 de julio*): 174.000 m².
2. Dimensiones del módulo fotovoltaico: 2.382 ± 2 mm x 1.134 ± 2 mm.
3. Distancia mínima entre sombras: 2,839 m.
4. Ángulo de inclinación óptimo de los módulos fotovoltaicos: 37°.

Para poder dimensionar y calcular el número exacto de módulos fotovoltaicos, es necesario averiguar mediante trigonometría la longitud de la proyección (de color azul en la siguiente ilustración) de la dimensión de uno de los laterales del módulo fotovoltaico (1.134 mm) sobre la horizontal.

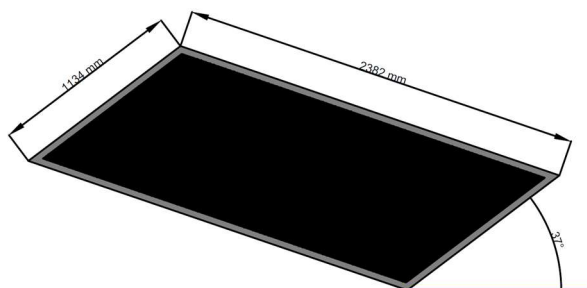


Ilustración 10: Dimensiones del módulo fotovoltaico y ángulo de inclinación. (Elaboración propia mediante AutoCAD).

Empleando trigonometría, se calcula dicho valor para calcular la superficie lineal proyectada del módulo fotovoltaico:

$$\cos 37^\circ = \frac{\text{longitud proyectada}}{1.134 \text{ mm}} \rightarrow \text{longitud proyectada} = 1.134 \text{ mm} * \cos 37^\circ = 905,650 \text{ mm}$$

Ecuación 9: Determinación de la longitud proyectada sobre la superficie del sistema de flotación de uno de los lados del módulo fotovoltaico.

Por tanto, el área proyectada que ocuparía cada módulo fotovoltaico sobre la superficie del sistema de flotación es:

$$A_p = 905,650 \text{ mm} * 2.382 \text{ mm} = 2.157.258,300 \text{ mm}^2 = 2,157 \text{ m}^2$$

Ecuación 10: Área proyectada del módulo fotovoltaico sobre el sistema de flotación.

Siendo A_p el área proyectada del módulo sobre el sistema de flotación.

Conociendo que cada una de las filas de los módulos fotovoltaicos ha de encontrarse instalado a una distancia mínima de 2.839,89 mm, el área libre de sombreado que necesita cada uno de los módulos fotovoltaicos instalados (salvo los de la fila posterior donde termina la instalación), es:

$$A_L = 2.839 \text{ mm} * 2.382 \text{ mm} = 6.762.498.00 \text{ mm}^2 = 6,762 \text{ m}^2$$

Ecuación 11: Área libre de sombreado en base a la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos.

Siendo A_L , el área libre de sombreado en base a la distancia mínima entre filas de módulos fotovoltaicos.

Entonces, el área total necesaria para cada módulo (A_{Tm}) es:

$$A_{Tm} = A_p + A_L = 2,157 \text{ m}^2 + 6,762 \text{ m}^2 = 8,919 \text{ m}^2$$

Ecuación 12: Área mínima total necesaria para cada uno de los módulos fotovoltaicos.

Para averiguar el número total de módulos fotovoltaicos en base a la superficie máxima que va a ocupar la instalación fotovoltaica en el embalse, es necesario determinar la longitud mínima de cada una de las filas de módulos fotovoltaicos, para ello, se va a realizar mediante medición de fotografía aérea con *GoogleMaps*:



Ilustración 11: Área en la cual se ubicará la instalación fotovoltaica. (Fuente: GoogleMaps).

En base a que el área de la superficie de la instalación va a ser de 174.000 m² y su geometría va a ser cuadrangular, cada uno de sus lados será de 417,133 m.

Conociendo este dato, ya se puede determinar el número de módulos fotovoltaicos que van a conformar cada una de las filas, el cual se determina mediante la siguiente ecuación:

$$N_{MF} = \frac{L_F}{L_M}$$

Ecuación 13: Fórmula para la determinación de módulos fotovoltaicos en cada una de las filas de la instalación.

Siendo N_{MF} el Número de módulos fotovoltaicos en cada una de las filas, L_F la longitud de cada una de las filas (417,133 m) y L_M la dimensión del lado más amplio del módulo fotovoltaico (2,382 m).

Si se resuelve la ecuación:

$$N_{MF} = \frac{417,133 \text{ m}}{2,382 \text{ m}} = 175,118 \text{ módulos} \approx 175 \text{ módulos}$$

Ecuación 14: Fórmula para la determinación de módulos fotovoltaicos en cada una de las filas de la instalación en base a los valores determinados.

Se redondea el número de módulos a la baja para no sobrepasar la superficie de máxima permitida según la legislación vigente de instalaciones fotovoltaicas en un embalse.

Por tanto, la longitud total de dos de los lados de la instalación será:

$$L_1 = 2,382 \text{ m} * 175 \text{ módulo} = 416,850 \text{ m}$$

Ecuación 15: Longitud final de cada una de las filas de módulos fotovoltaicos de la instalación.

Sabiendo que la distancia mínima entre filas para evitar pérdidas por sombreado es de 2,839 m, que la longitud proyectada del módulo sobre el sistema de flotación es 0,906 m y que la longitud total del otro lateral del sistema de flotación es de 417,133 m, se procede a calcular el número de filas de módulos fotovoltaicos que tendrá la instalación:

$$N_F = \frac{L_L}{L_S}$$

Ecuación 16: Fórmula para la determinación del número de filas de módulos fotovoltaicos que conformarán la instalación.

Siendo N_F el Número de filas de módulos fotovoltaicos en cada una de la instalación, L_L la longitud máxima del lado del sistema de flotación (417,133 m) y L_S la longitud para evitar sombreados, obtenida como resultado de la suma de la distancia mínima entre filas para evitar pérdidas por sombreado (2,839 m) y la longitud proyectada del módulo sobre el sistema de flotación (0,906 m) cuyo resultado es de 3,745 m.

Si se resuelve la ecuación:

$$N_F = \frac{417,133}{3,745} = 111,384 \text{ filas} \approx 111 \text{ filas de módulos fotovoltaicos}$$

Ecuación 17: Número de filas final de módulos fotovoltaicos que conformarán la instalación.

Como en el caso anterior, se redondea el número a la baja para evitar superar el valor máximo de superficie que permite la normativa.

Por tanto, la longitud de los otros 2 lados de la superficie del sistema de flotación es:

$$L_2 = 3,745 \text{ m} * 111 \text{ filas} = 415,695 \text{ m}$$

Ecuación 18: Valor de la longitud de dos de los laterales de la instalación fotovoltaica en base al número de filas de la instalación.

El área total de la instalación y por ende del sistema de flotación recalculada en base a las dimensiones del módulo fotovoltaico seleccionado, será:

$$A_{SF} = L_1 * L_2 = 416,850 \text{ m} * 415,695 \text{ m} = 173.282,460 \text{ m}^2$$

Ecuación 19: Área total final ocupada sobre la superficie de embalse por la instalación fotovoltaica.

Siendo A_{SF} el área del sistema de flotación de la instalación fotovoltaica.

Para averiguar el número total de módulos fotovoltaicos (N_{TMF}), se calcula como el producto del número de módulos fotovoltaicos en cada una de las filas (175) por el número de filas módulos fotovoltaicos en la instalación (111 filas):

$$N_{TMF} = N_{MF} * N_F = 175 \text{ módulos en cada fila} * 111 \text{ filas de módulos FV} \\ = 19.425 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Ecuación 20: Determinación del número de módulos fotovoltaicos de la instalación en función del número de filas y módulos de cada una de ellas.

Si se realiza la comprobación en función de las superficies y áreas:

$$N_{TMF} = \frac{A_{SF'}}{A_{Tm}} = \frac{173.282,460 \text{ m}^2}{8,919 \text{ m}^2} = 19.428,462 \text{ módulos fotovoltaicos} \\ \approx 19.428 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Ecuación 21: Comprobación del número de módulos fotovoltaicos de la instalación.

Por tanto, el número total de módulos fotovoltaicos de la instalación es 19.425 (ya que en la comprobación se ha determinado el valor de 19.428 módulos) ya que este cálculo ha tenido en cuenta las dimensiones de los módulos para obtener dicho valor y es inferior al valor máximo que se podría instalar.

Otra posible forma de calcular el número de módulos fotovoltaicos es en base a las superficies, como el resultado de la siguiente ecuación:

$$N_{TMF} = \frac{A_{SF}}{A_{Tm}} = \frac{174.000 \text{ m}^2}{8,919 \text{ m}^2} = 19.508,913 \text{ módulos fotovoltaicos}$$

Ecuación 22: Determinación del número de módulos fotovoltaicos en base a la superficie máxima posible a emplear según normativa.

Esta opción queda descartada al no tener en cuenta las dimensiones de los módulos ni estar dimensionado dicho valor de manera adecuada.

DIMENSIONAMIENTO NÚMERO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
ÁREA PROYECTADA DEL MÓDULO (AP)	2,157 m ²	LONGITUD LADO 1 ISLA FOTOVOLTAICA (L1)	416,85 m
ÁREA LIBRE DE SOMBREADO (AL)	6,762 m ²	NÚMERO DE FILAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (NF)	111
ÁREA TOTAL NECESARIA PARA CADA MÓDULO (ATM)	8,919 m ²	LONGITUD LADO 2 ISLA FOTOVOLTAICA (L2)	415,695 m
ÁREA MÁXIMA POSIBLE DE USAR	174000 m ²	ÁREA ISLA FOTOVOLTAICA (Asf)	173282,46 m ²
LONGITUD MÁXIMA LADOS ISLA FOTOVOLTAICA	417,133 m	NÚMERO TOTAL MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (NTMF)	19.425
NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR FILA (NMF)	175		

Tabla 15: Tabla resumen de datos para el cálculo de módulos fotovoltaicos.

5.10. Cálculo de las temperaturas de los módulos fotovoltaicos.

En base a los datos de valores climatológicos extremos más próximos a la ubicación recogidos en la *Tabla 9* a través de la base de datos de la *AEMET*, se procederá a calcular los valores de las temperaturas que alcanzarán los módulos fotovoltaicos en el caso del día más caluroso, así como en el día más frío.

- Temperatura más baja registrada: -5,40 °C
- Temperatura más alta registrada: 46,80 °C

5.10.1. Temperatura del módulo fotovoltaico el día más frío.

Se calcula el valor de la temperatura que tendrá el módulo fotovoltaico en el caso del valor de temperatura más fría registrada, el cual es de $-5.40\text{ }^{\circ}\text{C}$ mediante la siguiente ecuación:

$$T_{pf} = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * I$$

Ecuación 23: Fórmula para la determinación de la temperatura mínima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico.

Siendo T_{pf} la temperatura del módulo el día más frío, T_a la temperatura mínima extrema registrada ($-5,4\text{ }^{\circ}\text{C}$), TONC la Temperatura Normal de Funcionamiento del Módulo (extraída de su hoja de características) e I que es el valor de la irradiancia sobre el módulo cuando el Sol comienza a salir e incidir sobre el módulo y cuyo valor tomado será para el día más frío de 100 W/m^2 .

Por tanto, resolviendo la ecuación:

$$T_{pf} = -5,40^{\circ}\text{C} + \frac{45,00^{\circ}\text{C} - 20}{800} * 100 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = -2,275^{\circ}\text{C}$$

Ecuación 24: Determinación de la temperatura mínima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico para el valor extremo mínimo histórico de temperatura.

La temperatura más baja que puede alcanzar el módulo fotovoltaico para el valor extremo más bajo registrado es de $-2,275\text{ }^{\circ}\text{C}$.

5.10.2. Temperatura del módulo fotovoltaico el día más caluroso.

Se calcula el valor de la temperatura que tendrá el módulo fotovoltaico en el caso del valor de temperatura más cálida registrada, el cual es de $46,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ mediante la siguiente ecuación:

$$T_{pc} = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * I$$

Ecuación 25: Fórmula para la determinación de la temperatura máxima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico.

Siendo T_{pc} la temperatura del módulo el día más caluroso, T_a la temperatura mínima extrema registrada ($46,80^{\circ}\text{C}$), TONC la Temperatura Normal de Funcionamiento del Módulo (extraída de su hoja de características) e I que es el valor de la irradiancia sobre el módulo cuando el Sol incide sobre el módulo de forma máxima y cuyo valor tomado será para el día más cálido de 1.000 W/m^2 .

Resolviendo la ecuación:

$$T_{pc} = 46,80^{\circ}\text{C} + \frac{45,00^{\circ}\text{C} - 20}{800} * 1.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 78,050^{\circ}\text{C}$$

Ecuación 26: Determinación de la temperatura máxima que podrá alcanzar el módulo fotovoltaico para el valor extremo máximo histórico de temperatura.

La temperatura más alta que alcanzará el módulo fotovoltaico para el valor extremo de temperatura máxima de la ubicación será de $78,05^{\circ}\text{C}$.

5.11. Cálculo de las tensiones en los módulos fotovoltaicos.

Tomando los valores de temperaturas que alcanzarán los módulos fotovoltaicos el día más frío (-2,275 °C) y el día más caluroso (78,050 °C) hallados en el apartado anterior, se calcularán las tensiones mínimas y máximas que el módulo va a ser capaz de proporcionar.

5.11.1. Variación de la tensión en base a la temperatura.

Antes de calcular las tensiones que será capaz de proporcionar el módulo, para poder realizar dicho cálculo es necesario averiguar la variación de tensión que se puede dar en base a los posibles cambios de temperatura, transformando el coeficiente de temperatura de la *Tabla 11* ($\beta_{V_{OC}}$) medido en %/°C a V/°C a través de la conversión siguiente:

$$\begin{aligned}\Delta V \rightarrow \beta_{V_{OC}} &= -0,250 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \\ V_{OC} = 48,90 \text{ V} \rightarrow \Delta V &= 100 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \\ \Delta V &= \frac{48,90 \text{ V} * (-0,250 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}})}{100 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}} = -0,122 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\end{aligned}$$

Ecuación 27: Determinación de la variación de tensión en función de la variación de temperatura.

El significado del valor anterior es que por cada grado centígrado que aumente la temperatura en el panel, la temperatura disminuirá 0,122 V, mientras que por cada grado centígrado que disminuya la temperatura, la tensión proporcionada aumentará en dicho valor.

5.11.2. Cálculo de la tensión en el módulo fotovoltaico el día más frío.

El valor de la tensión proporcionada el día más frío, en base a la temperatura mínima extrema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$V_{caf} = V_{OC (STC)} - (T_a - T_{pf}) * \Delta V$$

Ecuación 28: Fórmula para determinar el valor de tensión máximo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más frío.

Siendo V_{caf} la tensión que proporcionará el módulo cuando su temperatura sea de -2,275 °C, $V_{OC (STC)}$ la tensión en circuito abierto del módulo, T_a la temperatura media del emplazamiento, T_{pf} la temperatura del módulo el día más frío y ΔV la variación de tensión según la temperatura.

Si se resuelve la ecuación sustituyendo los valores:

$$V_{caf} = 48,90 \text{ V} - (17,60 ^{\circ}\text{C} - (-2,275 ^{\circ}\text{C})) * \left(-0,122 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right) = 51,324 \text{ V}$$

Ecuación 29: Determinación del valor de tensión máximo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más frío.

La máxima tensión que podrá proporcionar el módulo fotovoltaico será de 51,324 V.

5.11.3. Cálculo de la tensión en el módulo fotovoltaico el día más caluroso.

El valor de la tensión proporcionada el día más caluroso, en base a la temperatura máxima extrema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$V_{mpc} = V_{mp(STC)} + (T_{pc} - T_a) * \Delta V$$

Ecuación 30: Fórmula para determinar el valor de tensión mínimo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.

Siendo V_{mpc} la tensión que proporcionará el módulo cuando su temperatura sea de $78,05^{\circ}\text{C}$, $V_{mp(STC)}$ la tensión en el punto de máxima potencia del módulo, T_a la temperatura media del emplazamiento, T_{pc} la temperatura del módulo el día más caluroso y ΔV la variación de tensión según la temperatura.

Si se resuelve la ecuación sustituyendo los valores:

$$V_{mpc} = 40,70 \text{ V} + (78,05^{\circ}\text{C} + 17,60^{\circ}\text{C}) * \left(-0,122 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right) = 29,031 \text{ V}$$

Ecuación 31: Determinación del valor de tensión mínimo proporcionado por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.

La tensión mínima que proporcionará el módulo es de 29,031 V.

5.12. Cálculo de las intensidades en los módulos fotovoltaicos.

La ejecución de este apartado se hace de forma similar al caso de las tensiones, averiguando así los valores de intensidad máxima y mínima que el módulo fotovoltaico será capaz de proporcionar en base a los valores extremos de la temperatura ambiente del lugar, calculando primero la variación de la intensidad en base a los posibles cambios de temperatura.

5.12.1. Variabilidad de la intensidad en función de la temperatura.

Se procede a realizar el cálculo de manera análoga a como se hizo en el apartado correspondiente para el caso de la tensión, realizando la conversión de unidades de $\%/^{\circ}\text{C}$ a $\text{A}/^{\circ}\text{C}$:

$$\begin{aligned}\Delta I &\rightarrow \alpha_{I_{SC}} = +0,045 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \\ I_{SC} = 16,18 \text{ A} &\rightarrow \Delta I = 100 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \\ \Delta I &= \frac{16,18 \text{ A} * (+0,045 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}})}{100 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}} = 7,281 \frac{\text{mA}}{^{\circ}\text{C}}\end{aligned}$$

Ecuación 32: Determinación de la variación de intensidad en función de la variación de temperatura.

Por tanto, en caso de que la temperatura aumente en 1°C la intensidad que proporcionará el módulo fotovoltaico aumentará en 7,281 mA mientras que, si dicha temperatura disminuye en la misma cantidad, la intensidad que puede proporcionar el módulo disminuirá en el mismo valor, es decir, $7,281 \text{ mA}/^{\circ}\text{C}$.

5.12.2. Valor de la intensidad del módulo fotovoltaico en el día más frío.

Mediante la resolución de este cálculo, se va a determinar el valor de intensidad (A) que será capaz de producir y proporcionar el módulo fotovoltaico cuando la temperatura ambiente sea la extrema más baja. La ecuación con la que se determina este valor es la siguiente:

$$I_{mpf} = I_{mp(STC)} - (T_a - T_{pf}) * \Delta I$$

Ecuación 33: Fórmula para determinar el valor de intensidad mínima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más frío.

Siendo I_{mpf} el valor de la intensidad que será capaz de proporcionar el módulo fotovoltaico cuando el mismo tenga una temperatura de $-2,275^{\circ}\text{C}$, $I_{mp(STC)}$ el valor de la intensidad en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico, T_a la temperatura ambiente media del lugar del emplazamiento, T_{pf} la temperatura más fría que puede alcanzar el módulo fotovoltaico, ΔI la variación de la intensidad en el módulo en función de la variación de la temperatura.

Por tanto, resolviendo la ecuación anterior:

$$I_{pmpf} = 15,48 \text{ A} - (17,60^{\circ}\text{C} - (-2,275^{\circ}\text{C})) * 7,281 \frac{\text{mA}}{^{\circ}\text{C}} = 15,335 \text{ A}$$

Ecuación 34: Determinación del valor de intensidad mínima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más frío.

El valor mínimo de intensidad que proporcionará el módulo fotovoltaico el día más frío será de 15,335 A.

5.12.3. Valor de la intensidad del módulo fotovoltaico en el día más caluroso.

A partir de la resolución de este cálculo, se va a determinar el valor de intensidad (A) que será capaz de producir y proporcionar el módulo fotovoltaico cuando la temperatura ambiente sea la extrema más alta. La ecuación con la que se determina este valor es la siguiente:

$$I_{SCc} = I_{SC(STC)} + (T_{pc} - T_a) * \Delta I$$

Ecuación 35: Fórmula para determinar el valor de intensidad máxima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.

Siendo I_{SCc} el valor de la intensidad que será capaz de proporcionar el módulo fotovoltaico cuando el mismo tenga una temperatura de $78,050^{\circ}\text{C}$, $I_{SC(STC)}$ el valor de la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico, T_a la temperatura ambiente media del lugar del emplazamiento, T_{pc} la temperatura más caliente que puede alcanzar el módulo fotovoltaico, ΔI la variación de la intensidad en el módulo en función de la variación de la temperatura.

Por tanto, resolviendo la ecuación anterior:

$$I_{SCc} = 16,18 \text{ A} + (78,05^{\circ}\text{C} - 17,60^{\circ}\text{C}) * 7,281 \frac{\text{mA}}{^{\circ}\text{C}} = 16,620 \text{ A}$$

Ecuación 36: Determinación del valor de intensidad máxima proporcionada por el módulo fotovoltaico el día más caluroso.

El mayor valor de intensidad que puede proporcionar el módulo fotovoltaico será de 16,620 A.

5.12.4. Valores y parámetros calculados en función de la variación de la temperatura.

La siguiente tabla, muestra los valores obtenidos de tensión e intensidad que podrá proporcionar el módulo fotovoltaico en función de las temperaturas extremas que históricamente se han alcanzado en la ubicación de la instalación:

VARIACIONES DE PARÁMETROS EN LOS MÓDULOS EN FUNCIÓN DE LA Tª		
	DÍA CON MENOR Tª AMBIENTE	DÍA CON MAYOR Tª AMBIENTE
VALORES DE LAS Tª		
Tª EN LA UBICACIÓN (°C, EXTREMA)	-5,40	46,80
Tª EN LOS MÓDULOS FV (°C, EXTREMA)	-2,275	78,05
VALORES DE TENSIÓN EN LOS MÓDULOS FV		
ΔV CON LA Tª (V/°C)	-0,122	
TENSIÓN DEL MÓDULO FV (V)	51,324	29,031
VALORES DE INTENSIDAD EN LOS MÓDULOS FV		
ΔI CON LA Tª (mA/°C)	7,281	
INTENSIDAD DEL MÓDULO FV (V)	15,335	16,620

Tabla 16: Variaciones de parámetros eléctricos en los módulos fotovoltaicos en base a las temperaturas máximas y mínimas registradas en la ubicación del proyecto. (Elaboración propia).

5.13. Dimensionamiento de los strings de la instalación fotovoltaica.

Este apartado tiene como objeto diseñar la interconexión de los módulos fotovoltaicos que conforman la instalación, mediante las 3 posibles conexiones que se pueden realizar entre ellos en función del inversor seleccionado a emplear en dicha instalación:

1. Conexión en serie: permite conectar los módulos FV entre sí formando un conjunto de ellos denominado string. La intensidad total proporcionada por el string es la correspondiente a la que proporciona el módulo FV mientras que la tensión es la debida a la suma de cada una de las tensiones del módulo fotovoltaico.
2. Conexión en paralelo: se unen los módulos FV por sus extremos, siendo la intensidad total que proporciona el conjunto la debida a la suma de cada una de las intensidades que proporciona cada módulo mientras que el valor de la tensión para el conjunto es la que proporciona un módulo.
3. Conexión mixta: mezcla de las dos configuraciones explicadas anteriormente (serie y paralelo).

En base a las posibilidades de configuración anteriormente explicadas, se va a determinar el número de módulos FV que van a conformar cada uno de los strings (módulos conectados en serie) de la instalación en base a las características eléctricas del inversor que aparecen en la *Tabla 12*.

5.13.1. Número máximo de módulos FV en cada string (conectados en serie).

Se determina el número máximo de módulos que conformarán un mismo string ($N^{\circ}Máx_{MFV}$) que se conectará al inversor en base a la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}Máx_{MFV} = \frac{V_{Máx\ Inv}}{V_{SCC}}$$

Ecuación 37: Fórmula para determinar el número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{Máx Inv}$ y V_{SCC} .

Siendo $V_{Máx Inv}$ la tensión máxima en CC que soporta el inversor a la entrada y V_{SCC} la tensión mínima extrema que puede alcanzar el módulo fotovoltaico. Resolviendo la ecuación:

$$N^{\circ}Máx_{MFV} = \frac{1.500 V}{51,324} = 29,226 \text{ Módulos FV}$$

Ecuación 38: Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{Máx Inv}$ y V_{SCC} .

Se ha de redondear a la baja el número de módulos fotovoltaicos para evitar forzar al inversor a trabajar por encima de su valor máximo de tensión, evitando y disminuyendo posibilidades de fallo o mal funcionamiento en el mismo, siendo por tanto el número máximo de módulos fotovoltaicos por string de 29.

Se realiza una comprobación del número máximo de módulos fotovoltaicos que conformarán cada uno de los string a partir del Rango de Tensión de Trabajo del inversor en el PMP mediante el empleo de la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}Máx_{MFV} = \frac{V_{PMP Máx Inv}}{V_{caf}}$$

Ecuación 39: Fórmula para determinar el número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{PMP Máx Inv}$ y V_{caf} .

Siendo $N^{\circ}Máx_{MFV}$ el número máximo de módulos FV en cada uno de los strings, $V_{PMP Máx Inv}$ la tensión máxima en CC que soporta el inversor a la entrada en el PMP y V_{caf} la tensión mínima extrema que puede alcanzar el módulo fotovoltaico. Resolviendo la ecuación

$$N^{\circ}Máx_{MFV} = \frac{1.500 V}{51,324} = 29,226 \text{ Módulos FV}$$

Ecuación 40: Determinación del número máximo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{PMP Máx Inv}$ y V_{caf} .

El valor de módulos fotovoltaicos máximos por string coincide al ser el mismo valor el de la tensión máxima de entrada al inversor que el de la tensión máxima en el PMP, siendo este de 29 módulos fotovoltaicos.

5.13.2. Número mínimo de módulos FV en cada string (conectados en serie).

Se determina el número mínimo de módulos que conformarán un mismo string ($N^{\circ}Mín_{MFV}$) que se conectará al inversor en base a la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}Mín_{MFV} = \frac{V_{Mín Inv}}{V_{mpc}}$$

Ecuación 41: Fórmula para determinar el número mínimo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{Mín Inv}$ y V_{mpc} .

Siendo $V_{Mín Inv}$ la tensión mínima en el PMP del inversor y V_{mpc} la tensión máxima extrema que puede alcanzar el módulo fotovoltaico. Resolviendo la ecuación:

$$N^{\circ}Mín_{MFV} = \frac{500 V}{29,031} = 17,223 \text{ Módulos FV}$$

Ecuación 42: Determinación del número mínimo de módulos fotovoltaicos en un mismo string en base a $V_{Min Inv}$ y V_{mpc} .

Se ha de redondear al alza el número de módulos fotovoltaicos para evitar forzar al inversor a trabajar por debajo de su valor mínimo de tensión en el PMP y dentro del rango de tensión que presenta de funcionamiento, evitando y disminuyendo posibilidades de fallo o mal funcionamiento en el mismo, siendo por tanto el número mínimo de módulos fotovoltaicos por string de 18.

5.13.3. Potencia en función del número de módulos fotovoltaicos en cada string.

Tras el cálculo del número mínimo (18) y máximo (29) de módulos fotovoltaicos que deberá de haber en cada uno de los strings, se realiza el cálculo de dicho número en función de la potencia ($P_{Strings}$) que admite la entrada del inversor por cada uno de los strings y debe ser inferior a la que admite el mismo y que aparece reflejada en su hoja de características en base a la resolución de la siguiente ecuación:

$$P_{Strings} = N^{\circ}_{MFV} * P_{Máx} * N^{\circ}_{MPPT}$$

Ecuación 43: Fórmula para determinar la potencia generada en cada string de la instalación fotovoltaica.

Siendo N°_{MFV} el número de módulos fotovoltaicos que conformarán cada string, $P_{Máx}$ la potencia máxima que es capaz de proporcionar el módulo FV, y N°_{MPPT} el número de entradas PMP que posee el inversor (6).

Además de la ecuación anterior, también se aplicará la siguiente con el objetivo de averiguar el valor máximo de tensión que puede proporcionar cada uno de los strings en el PMP para dimensionar el string de tal forma que en ningún momento este trabaje por encima del valor de tensión máxima que admite el inversor en su entrada, pero sí en un valor cercano al mismo:

$$V_{Máx} = N^{\circ}_{MFV} * V_{OC}$$

Ecuación 44: Fórmula para determinar la tensión máxima proporcionada por cada uno de los strings de la instalación.

Siendo $V_{Máx}$ la tensión máxima que proporcionará cada uno de los strings de la instalación a la entrada de los inversores, N°_{MFV} la cantidad de módulos FV que formarán parte de cada uno de los strings, V_{OC} la tensión en circuito abierto característica del módulo.

Resolviendo las dos ecuaciones anteriores descritas para el valor máximo de módulos fotovoltaicos calculado:

$$P = 29 * 630 W * 6 = 109.620 W$$

$$V_{Máx} = 29 * 48,90 V = 1.418,100 V$$

Ecuación 45: Determinación de la potencia y tensión máxima capaz de proporcionar cada uno de los strings de la instalación.

El valor de tensión máxima que puede darse a la entrada del inversor es de 1.418,10 V, valor inferior al máximo que soporta dicho componente (1.500 V) pero comprendido dentro del rango de funcionamiento MPPT (500 – 1.500 V).

5.13.4. Número de strings de módulos FV en paralelo.

Conociendo que el número máximo de módulos fotovoltaicos que pueden conformar un string es de 29, se procede a averiguar el número de strings que se pueden interconectar en paralelo mediante dos métodos: en función de la máxima potencia a la cual puede trabajar el inversor elegido y en base a la corriente máxima que admite el mismo.

A. Valor de strings en paralelo en base a la potencia máxima que admite el inversor a la entrada

Se realiza el cálculo en base al valor de la potencia máxima con la cual puede trabajar y funcionar el inversor con $\cos\phi=1$ (330 kW):

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} = \frac{P_{m\acute{a}x\ inv}}{P_{string}}$$

Ecuación 46: Fórmula para determinar el número de strings conectados en paralelo por el método de las potencias.

Donde $N^{\circ}_{strings\ paralelo}$ es el valor de strings que se pueden conectar en paralelo al inversor, $P_{m\acute{a}x\ inv}$ la potencia máxima del inversor con la cual puede trabajar y P_{string} la potencia proporcionada por un string de 29 módulos FV calculada previamente:

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} = \frac{330.000\ W}{109.620\ W} = 3,010$$

Ecuación 47: Determinación del número de strings conectados en paralelo por el método de las potencias.

Por tanto, el número de máximo strings conectados en paralelo que soporta el inversor es de 3 (se redondea a la baja) para evitar que el inversor trabaje por encima de su valor máximo.

B. Número de strings en paralelo en base a la intensidad máxima que admite el inversor a la entrada

Se hace el mismo cálculo que anteriormente, pero en este caso en base al valor de intensidad máxima admisible por el inversor mediante la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} = \frac{I_{M\acute{a}x\ MPPT}}{I_{SC}}$$

Ecuación 48: Fórmula para determinar el número de strings conectados en paralelo por el método de las intensidades.

Donde $N^{\circ}_{strings\ paralelo}$ es el valor de strings que se pueden conectar en paralelo al inversor, $I_{m\acute{a}x\ MPPT}$ la corriente máxima del inversor con la cual puede trabajar y I_{SC} la intensidad proporcionada por un string, que se corresponde con la proporcionada por el módulo FV:

$$N^{\circ}_{strings\ paralelo} = \frac{65\ A}{16,180\ A} = 4,017$$

Ecuación 49: Determinación del número de strings conectados en paralelo por el método de las intensidades.

Por tanto, para el número de máximo strings conectados en paralelo se selecciona el valor calculado más restrictivo de los dos métodos empleados, que soporta el inversor, el cual es de 3 (se redondea a la baja) para evitar que el inversor trabaje por encima de su valor máximo.

5.14. Valor de tensión del String en el MPPT.

En este apartado se procede a averiguar el valor que tiene la tensión que proporcionará el string en el punto de máxima potencia a partir de la ecuación siguiente:

$$V_{string\ MPPT} = N^{\circ}_{MFV\ String} * V_{mp}$$

Ecuación 50: Fórmula para calcular el valor de tensión en cada string en el punto de máxima potencia.

Donde $V_{string\ MPPT}$ es el valor de tensión que proporcionará el string de módulos FV en el punto de máxima potencia (PMP), $N^{\circ}_{MFV\ String}$ la cantidad de módulos que conforman un string y V_{mp} el valor de tensión máxima que puede proporcionar el módulo.

Resolviendo la ecuación:

$$V_{string\ MPPT} = 29 * 40,70\ V = 1.180,300\ V$$

Ecuación 51: Determinación del valor de tensión del string en el punto de máxima potencia.

Este valor calculado, aunque es superior al valor de tensión de entrada nominal en el inversor (1.080 V) se encuentra dentro de los márgenes de funcionamiento del inversor (500 V a 1.500 V). Por tanto, el número de módulos que conformarán cada uno de los strings de la instalación será de 29.

5.15. Valor de intensidad de entrada al inversor en el MPPT.

En base a la cantidad de strings que se le conectan, así como a la intensidad que proporciona cada uno, se averigua el dato del valor de corriente que entra a dicho inversor:

$$I_{Ent\ Inv} = N^{\circ}Strings * I_{MP}$$

Ecuación 52: Fórmula para calcular el valor de intensidad que entra a cada inversor.

Siendo $I_{Ent\ Inv}$ el valor de la corriente de entrada al inversor en cada entrada MPPT, $N^{\circ}Strings$ el valor de strings conectados en paralelo al inversor e I_{String} la corriente que proporciona cada uno de los strings (que es el valor de intensidad en cortocircuito del módulo FV). Por tanto, el valor de la corriente que llega al inversor desde los strings es:

$$I_{Ent\ Inv} = 3 * 15,480 = 46,440\ A$$

Ecuación 53: Determinación del valor de intensidad que entra a cada inversor.

Es decir, la corriente que proporciona el conjunto de strings al inversor es de 46,44 A, valor inferior a los 65 A máximos para el funcionamiento en el punto de máxima potencia del mismo en cada entrada MPPT.

5.16. Valor de intensidad de entrada al inversor en cortocircuito.

Este valor se calcula como el producto en base al número de strings conectados al inversor y a la corriente de cortocircuito que posee el módulo fotovoltaico, obteniendo el valor máximo de intensidad que deberá soportar el inversor:

$$I_{SC \text{ inversor}} = N^{\circ} \text{Strings} * I_{SC \text{ String}}$$

Ecuación 54: Fórmula para calcular el valor de intensidad en cortocircuito que entra a cada inversor.

Donde $I_{SC \text{ Inv}}$ el valor de la corriente máxima (en cortocircuito) que le podrá llegar a la entrada al inversor a cada entrada MPPT, $N^{\circ} \text{Strings}$ el valor de strings conectados en paralelo al inversor e $I_{SC \text{ String}}$ la corriente de cortocircuito que proporciona cada uno de los strings y que coincide con la del módulo FV. Por tanto, el valor de la corriente de cortocircuito que llega al inversor desde los strings es:

$$I_{SC \text{ inversor}} = 3 * 16,180 \text{ A} = 48,540 \text{ A}$$

Ecuación 55: Determinación del valor de intensidad en cortocircuito que entra a cada inversor

Es decir, en ningún momento le llega al inversor mayor valor de la intensidad que es capaz de soportar antes de sobrepasar el valor máximo de corriente de cortocircuito que soporta en cada una de las entradas MPPT que es de 115 A.

5.17. Valor de intensidad de cortocircuito máxima y corriente en el PMP el día con mayor temperatura.

Se procede a calcular el valor máximo de intensidad en cortocircuito que los módulos fotovoltaicos serán capaces de proporcionar al inversor, hecho que se dará para el valor extremo de mayor temperatura en el registro histórico mediante la resolución de la siguiente ecuación:

$$I_{cc \text{ Máxc}} = I_{SC (STC)} + (T_{pc} - T_a) * \Delta I$$

Ecuación 56: Fórmula para calcular el valor máximo de intensidad en cortocircuito en función de la variación de la temperatura.

Siendo $I_{cc \text{ Máxc}}$ la intensidad de cortocircuito proporcionada por los módulos para el valor máximo de temperatura absoluta (o día más caluroso) a cada entrada MPPT; $I_{SC (STC)}$ el valor de la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado, T_{pc} la temperatura más alta que alcanzará el módulo para el valor de temperatura máxima del ambiente, T_a la temperatura ambiente del emplazamiento (en este caso se toma como valor de referencia 25°C que es el valor de operación para condiciones estándar del módulo); ΔI el valor del coeficiente de incremento de intensidad de cortocircuito por cada grado centígrado en base al coeficiente de temperatura.

Resolviendo la ecuación anterior:

$$I_{cc \text{ Máxc}} = 16,18 \text{ A} + (78,050 \text{ }^{\circ}\text{C} - 25 \text{ }^{\circ}\text{C}) * 7,281 \frac{\text{mA}}{^{\circ}\text{C}} = 16,566 \text{ A}$$

Ecuación 57: Determinación del valor máximo de intensidad en cortocircuito en función de la variación de la temperatura.

Para el caso de calcular el valor de la intensidad o corriente en el punto de máxima potencia (PMP) del módulo fotovoltaico, se emplea la ecuación expuesta a continuación:

$$I_{mp \text{ Máxc}} = I_{mp (STC)} + (T_{pc} - T_a) * \Delta I$$

Ecuación 58: Fórmula para calcular el valor de intensidad en el punto de máxima potencia en función de la variación de la temperatura.

Siendo $I_{mp \text{ Máxc}}$ la intensidad máxima capaz de proporcionar el módulo fotovoltaico a cada entrada MPPT cuando la temperatura del entorno sea la máxima registrada; $I_{mp (STC)}$ el valor de la corriente en el punto de máxima potencia del módulo FV; T_{pc} la temperatura más alta que alcanzará el módulo para el valor de temperatura máxima del ambiente, T_a la temperatura ambiente del emplazamiento (en este caso se toma como valor de referencia 25°C que es el valor de operación para condiciones estándar del módulo); ΔI el valor del coeficiente de incremento de intensidad de cortocircuito por cada grado centígrado en base al coeficiente de temperatura.

Si se procede a resolver la ecuación correspondiente:

$$I_{mp \text{ Máxc}} = 15,48 \text{ A} + (78,050 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) * 7,281 \frac{\text{mA}}{\text{°C}} = 15,866 \text{ A}$$

Ecuación 59: Determinación del valor de intensidad en el punto de máxima potencia en función de la variación de la temperatura.

El siguiente paso necesario, es calcular los valores que la intensidad o corriente de entrada al inversor (tanto en cortocircuito como en el punto de máxima potencia) presentan en base a los dos valores anteriormente calculados para los 4 strings conectados en paralelo:

$$I_{ent \text{ Inv cc}} = N^{\circ} \text{ strings paralelo} * I_{cc \text{ Máxc}}$$

$$I_{ent \text{ Inv mp}} = N^{\circ} \text{ strings paralelo} * I_{mp \text{ Máxc}}$$

Ecuación 60: Fórmulas para calcular el valor de intensidad de entrada al inversor en cortocircuito y en el punto de máxima potencia en base al número de strings en paralelo respectivamente.

Resolviendo las ecuaciones anteriores:

$$I_{ent \text{ Inv cc}} = 3 * 16,566 \text{ A} = 46,698 \text{ A}$$

$$I_{ent \text{ Inv mp}} = 3 * 15,866 \text{ A} = 47,598 \text{ A}$$

Ecuación 61: Determinación del valor de intensidad de entrada al inversor en cortocircuito y en el punto de máxima potencia en base al número de strings en paralelo respectivamente.

Es decir, en ningún momento le llega al inversor mayor valor de la intensidad que es capaz de soportar antes de sobrepasar el valor máximo de corriente de cortocircuito en cada una de las entradas MPPT que soporta que es de 115 A.

5.18. Valor de la potencia de entrada al inversor.

La potencia que le va a llegar al inversor, en base al número de string y de módulos fotovoltaicos en cada uno de ellos:

$$P_{in \text{ Inv}} = N^{\circ} \text{ strings paralelo} * N^{\circ} \text{ MFV} * P_{Máx} * N^{\circ} \text{ MPPT}$$

Ecuación 62: Fórmula para calcular la potencia de entrada a cada inversor.

Siendo $P_{in\ Inv}$ la potencia a la entrada del inversor procedente de los módulos fotovoltaicos, $N^{\circ}_{strings\ paralelo}$ es el valor de strings que se pueden conectar en paralelo al inversor, N°_{MFV} la cantidad de módulos FV que formarán parte de cada uno de los strings; $P_{Máx}$ la potencia máxima que es capaz de proporcionar el módulo FV, N°_{MPPT} el número de entradas en el punto de máxima potencia que tiene el inversor.

Por tanto, la potencia a la entrada del inversor tendrá un valor de:

$$P_{in\ Inv} = 3 * 29 * 630\ W * 6 = 328.860\ W$$

Ecuación 63: Determinación de la potencia de entrada a cada inversor.

5.19. Valor de la potencia pico de la instalación.

La potencia pico de la instalación, es el valor de potencia eléctrica que puede dar en base a la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos que la componen y que fue calculada previamente. Esta se puede calcular como el producto del número de módulos fotovoltaicos que tendrá la planta por la potencia del mismo:

$$P_{pico\ instalación} = N_{TMF} * P_{Máx}$$

Ecuación 64: Fórmula para el cálculo de la potencia pico de la instalación fotovoltaica.

Siendo $P_{pico\ instalación}$ la potencia máxima de la planta fotovoltaica, N_{TMF} el número total de módulos fotovoltaicos, y $P_{Máx}$ la potencia máxima que es capaz de proporcionar el módulo FV.

Resolviendo la ecuación:

$$P_{pico\ instalación} = 19.425 * 630\ W = 12.237.750\ W = 12,237\ MW$$

Ecuación 65: Determinación del valor de la potencia pico de la instalación fotovoltaica.

5.20. Número de inversores en la instalación.

Este apartado tiene por objeto calcular el número necesario de inversores a instalar en la planta fotovoltaica de producción energética. Este cálculo se realiza en base a la potencia pico de la instalación calculada en el apartado anterior y a la potencia que posee el inversor:

$$N^{\circ}_{Inv} = \frac{P_{pico\ instalación}}{P_{Inv}}$$

Ecuación 66: Fórmula para calcular el número de inversores en la instalación fotovoltaica.

Siendo N°_{Inv} el número de inversores necesarios a instalar en la planta fotovoltaica; $P_{pico\ instalación}$ la potencia máxima de la planta fotovoltaica; P_{Inv} la potencia que presenta el inversor.

Resolviendo la ecuación:

$$N^{\circ}_{Inv} = \frac{12.237.750\ W}{330.000\ W} = 37,084\ Inversores$$

Ecuación 67: Determinación del número de inversores en la instalación fotovoltaica.

Se necesitarán por tanto 38 inversores en la instalación, ya que es necesario redondear al alza dicho número para que la instalación funcione de manera adecuada.

5.21. Número de módulos fotovoltaicos en la instalación (comprobación).

Si, en base a los valores anteriormente obtenidos, se realiza la comprobación del número de módulos fotovoltaicos necesarios en la instalación proyectada mediante la resolución de la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}_{MF} = N^{\circ}_{MF\ String} * N^{\circ}_{strings\ paralelo} * N^{\circ}_{MPPT} * N^{\circ}_{Inv}$$

Ecuación 68: Fórmula para el cálculo de comprobación de módulos fotovoltaicos en la instalación.

Siendo N°_{MF} la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios a instalar; $N^{\circ}_{MF\ String}$ el número de módulos fotovoltaicos conectados en un mismo string; N°_{String} la cantidad de string conectados en paralelo a cada una de las entradas MPPT del inversor; N°_{MPPT} el número de entradas en el punto de máxima potencia que tiene el inversor; N°_{Inv} el número de inversores necesarios a instalar en la planta fotovoltaica. Resolviendo la ecuación:

$$N^{\circ}_{MF} = 29 * 3 * 6 * 38 = 19.836$$

Ecuación 69: Determinación del valor en la comprobación de módulos fotovoltaicos en la instalación.

Serían necesarios 19.836 módulos fotovoltaicos, valor superior a los 19.425 módulos debido al redondeo en el caso del número de inversores al alza. El valor seleccionado es de 19.425 inversores para no exceder el área de superficie máxima que se puede emplear según normativa.

5.22. Estimación de la producción energética de la instalación fotovoltaica.

Este apartado tiene por objeto la estimación de la producción energética eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica flotante de la cual es objeto el presente proyecto. Para ello, se va a emplear la herramienta online PVGIS [9] para la ubicación seleccionada con los datos de módulo fotovoltaico que se ha empleado para la proyección de la instalación modelo JAM66D45-630/LB de la marca JASOLAR, de los cuáles se emplearán 19.425 módulos fotovoltaicos con una potencia pico de 630 W cada uno, siendo por tanto la potencia pico total de la instalación fotovoltaica de 12.377.750 W. Para ello, se han considerado unas pérdidas eléctricas del 7,50 % en el sistema.

El tipo de sistema empleado para el cálculo de rendimiento energético en la herramienta PVGIS es “CONECTADO A RED: RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED”.

Los datos obtenidos son los siguientes:

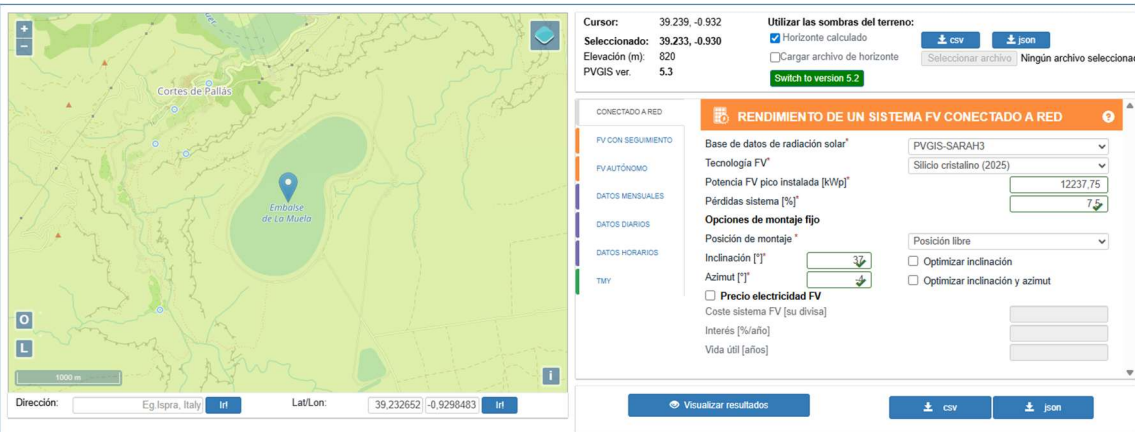


Ilustración 12: Datos de ubicación y de la instalación introducidos en PVGIS (Fuente: PVGIS).

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.233,-0.930
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH3
Tecnología FV:	Silicio cristalino (2025)
FV instalada [kWp]:	12237.75
Pérdidas sistema [%]:	7.5
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	37
Ángulo de azimut [°]:	-4
Producción anual FV [kWh]:	21136560.34
Irradiación anual [kWh/m²]:	1999.13
Variación interanual [kWh]:	819670.79
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.64
Efectos espectrales [%]:	0.65
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-4.69
Pérdidas totales [%]:	-13.6

Tabla 17: Datos de localización e instalación en PVGIS y resultados obtenidos en la simulación. (Fuente: PVGIS).

Las pérdidas totales, debido al sistema eléctrico de la instalación y a efectos ambientales es de 13,60 %.

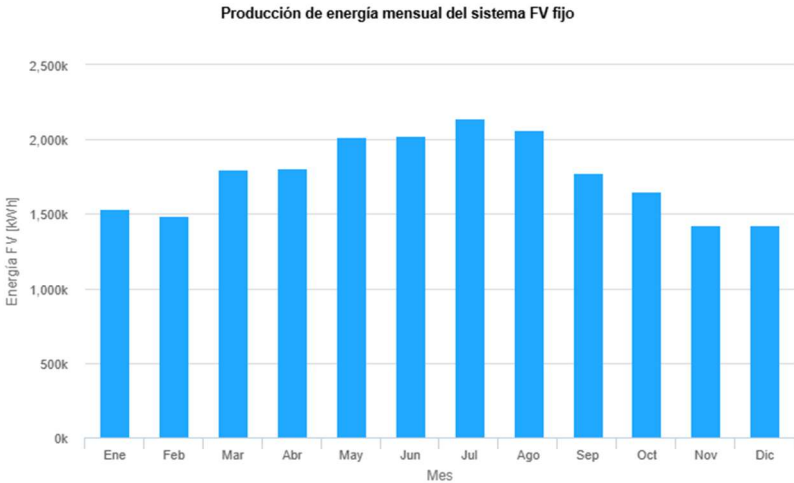


Gráfico 9: Producción de energía mensual de la instalación estimada mediante la simulación con PVGIS. (Fuente: PVGIS).

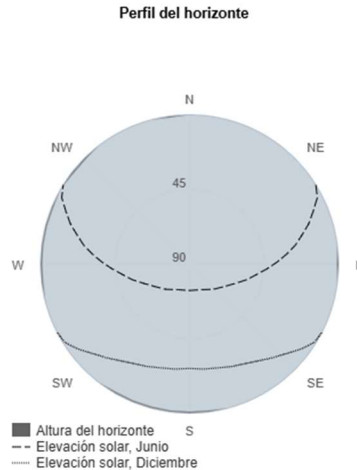


Ilustración 13: Perfil de horizonte obtenido en la simulación con PVGIS. (Fuente: PVGIS).

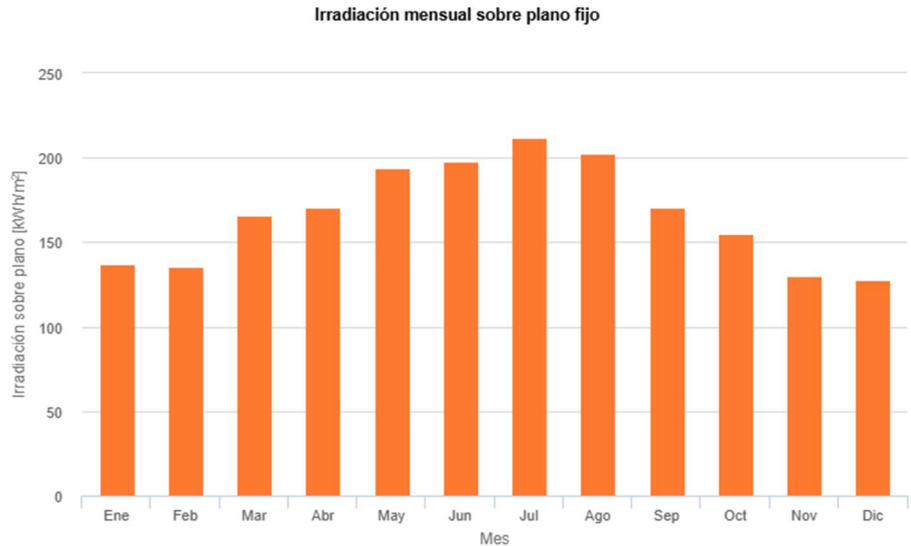


Gráfico 10: Irradiación mensual en la ubicación de la instalación. (Fuente: PVGIS).

MES	Em (kWh)	H(i)m (kWh/m2)
ENERO	1.448.117,21	130,06
FEBRERO	1.456.013,99	132,69
MARZO	1.781.053,61	164,61
ABRIL	1.803.755,91	169,94
MAYO	2.018.596,31	193,93
JUNIO	2.021.420,98	197,83
JULIO	2.142.923,02	212,11
AGOSTO	2.058.945,70	201,77
SEPTIEMBRE	1.773.380,95	170,32
OCTUBRE	1.623.211,80	152,63
NOVIEMBRE	1.369.405,81	124,91
DICIEMBRE	1.318.628,28	118,53
VALOR MEDIO ANUAL	1734621,13	164,11
VALOR TOTAL ANUAL	20815453,57	1969,33

Tabla 18: Valores de producción de energía media mensual de la instalación fotovoltaica (Em en kWh) y de irradiación mensual media sobre plano fijo (H(i)m en kWh/m²) en la ubicación obtenidos con PVGIS, (así como valores medios y totales anuales Fuente: PVGIS)

Como se puede observar en la *Tabla 16*, los meses de mayor producción energética se corresponden con los meses de mayo, junio, julio y agosto en los cuales hay mayor número de horas de sol y, por lo tanto, mayor irradiación solar mientras que los meses con menor producción son los de noviembre, diciembre, enero y febrero que coinciden con los meses de menor número de horas solares y menor irradiación.

Los valores medios de producción energética de la instalación y de irradiación mensual sobre plano fijo son 1.734.621,13 kWh y 164,11 kWh/m², mientras que el valor total de producción energética anual de la instalación es de 20.815.453,570 kWh (20.815,454 MWh) y la irradiación anual sobre plano fijo es 1.969,330 kWh/m².

Si se desea saber el valor de venta de electricidad, para estimar los ingresos anuales que podría generar la presente instalación, considerando un precio medio anual de venta de la electricidad de 83,45 €/MWh [10] [11], el ingreso medio anual por la venta de la electricidad al mercado sería de 1.737.049,60 €.

5.23. Tabla resumen de valores de parámetros eléctricos e inversores calculados.

DATOS Y VALORES ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN Y NÚMERO DE COMPONENTES			
NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CADA STRING (NºMáxMFV) EN BASE A VMÁX INV	29	INTENSIDAD DE ENTRADA AL INVERSOR EN CORTOCIRCUITO (ISC inductor)	48,54 A
NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CADA STRING (NºMáxMFV) EN BASE A VPMP MÁX INV	29	INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA EL DÍA CON MAYOR Tª (I _{cc} Máxc)	16,566 A
NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CADA STRING (NºMínMFV) EN BASE A VMÁX INV	17	INTENSIDAD EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EL DÍA CON MAYOR Tª (I _{mp} Máxc)	18,866 A
POTENCIA EN CADA STRING EN BASE AL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS (PSTRINGS)	109.620 W	INTENSIDAD DE ENTRADA AL INVERSOR EN CORTOCIRCUITO (I _{ent Inv cc})	46,698 A
TENSIÓN MÁXIMA DEL STRING (VMÁX)	1.418,10 V	INTENSIDAD DE ENTRADA AL INVERSOR EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (I _{ent Inv cc})	47,598 A
NÚMERO DE STRINGS EN PARALELO EN BASE A LA POTENCIA MÁXIMA DEL INVERSOR (Nº strings paralelo)	3	POTENCIA DE ENTRADA AL INVERSOR (P _{in Inv})	328.860 W
NÚMERO DE STRINGS EN PARALELO EN BASE A LA INTENSIDAD MÁXIMA DEL INVERSOR (Nº strings paralelo)	4	POTENCIA PICO DE LA INSTALACIÓN (P _{pico instalación})	12.237,750 W
TENSIÓN DEL STRING EN MPPT (Vstring MPPT)	1.180,30 V	NÚMERO DE INVERSORES DE LA INSTALACIÓN (NºInv)	38
INTENSIDAD A LA ENTRADA DEL INVERSOR (I _{ent Inv})	46,44 A	NÚMERO DE INVERSORES DE LA INSTALACIÓN (NºInv)	19.425

Tabla 19: Tabla resumen de parámetros eléctricos calculados y número de inversores.

5.24. Cálculo de secciones de los conductores eléctricos de la instalación.

Se va a realizar el cálculo y dimensionamiento de las diferentes secciones de cableado de corriente continua de la instalación de los siguientes tramos:

- 1) Tramo Módulo Fotovoltaico – Módulo Fotovoltaico: sección de longitud de cableado que interconecta los módulos fotovoltaicos de un mismo string.
- 2) Tramo String Módulos FV – Caja Primaria: sección de longitud de cableado que interconecta dos strings de módulos fotovoltaicos en paralelo.

- 3) Tramo Caja Primaria – Inversor: sección de longitud de cableado que conecta la caja primaria de cada 3 strings interconectados en paralelo con la entrada MPPT correspondiente en el inversor.
- 4) Tramo Inversor – Caja Secundaria: sección de longitud de cableado donde se ubican las protecciones de 3 inversores (hay 12 agrupaciones de esta tipología) y de 2 inversores (1 agrupación de esta tipología).
- 5) Tramo Caja Secundaria – Embarrado: sección de longitud de cableado que conecta desde las cajas secundarias hasta el embarrado del CT.

A modo de previsión, se dispondrán de 2 m de cableado adicional en los tramos 2, 3, 4 y anteriores en forma de coca en previsión de futuras necesidades operativas y de mantenimiento y/o modificación de la instalación.

Se realizará dicho dimensionado para uno de los conjuntos de módulos fotovoltaicos conectados a un inversor, puesto que para el resto de los inversores se realiza de la misma manera el dimensionamiento de las secciones de cableado de corriente continua de la instalación fotovoltaica.

Las distancias empleadas para los cálculos son las determinadas en los Planos número 3 y 4 del ANEXO PLANOS y se reflejan en la siguiente tabla:

TRAMO	DISTANCIA (m)	LONGITUD COCA (m)	LONGITUD TOTAL (m)	TIPO DE CORRIENTE
MÓDULO FV-MÓDULO FV	2,382	0	2,382	C.C.
STRING 1 MÓDULO FV -CAJA	103,617	2	105,617	C.C.
STRING 2 MÓDULO FV -CAJA	34,539	2	36,539	C.C.
STRING 3 MÓDULO FV -CAJA	103,617	2	105,617	C.C.
CAJA PRIMARIA 1-INVERSOR	313,691	2	315,691	C.C.
CAJA PRIMARIA 2-INVERSOR	106,457	2	108,457	C.C.
CAJA PRIMARIA 3-INVERSOR	310,851	2	312,851	C.C.
CAJA PRIMARIA 4-INVERSOR	103,617	2	105,617	C.C.
CAJA PRIMARIA 5-INVERSOR	313,691	2	315,691	C.C.
CAJA PRIMARIA 6-INVERSOR	106,457	2	108,457	C.C.

Tabla 20: Tramos y longitudes de cableado de la parte de corriente continua de la instalación (Elaboración propia).

Para determinar las secciones de los conductores se van a emplear 2 criterios:

- 1) Criterio de la intensidad máxima admisible.

Se busca en las tablas del REBT la sección del cable en función a la intensidad que circula por él. En dichas tablas, se diferencia si el tipo de corriente que circula es CC o CA.

En el caso de la CC, la fórmula a aplicar para determinar la intensidad máxima admisible del conductor es la siguiente:

$$I_T = \frac{I}{\text{Coeficiente de } T^a}$$

Ecuación 70: Fórmula para calcular la intensidad máxima que admite el conductor en CC. (Fuente: REBT).

Siendo I_T el valor de intensidad máxima que es capaz de soportar el conductor en función de la temperatura ambiente; I el valor de corriente de cortocircuito del módulo FV; Coeficiente de T^a el valor que establece el REBT en su tabla 52-D1 según las condiciones a las que se expone el conductor eléctrico.

Para el caso de la CA, el valor de la intensidad que circula por el conductor se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$$

*Ecuación 71: Fórmula para calcular la intensidad máxima que admite el conductor en CA.
(Fuente: REBT).*

Siendo I el valor de intensidad que circula por el conductor; P el valor de la potencia máxima que soporta el inversor a la entrada; V el valor de la tensión o diferencia de potencial de conexión a red del inversor (800 V); $\cos\varphi$ el factor de potencia que posee el inversor.

2) Criterio de la caída de tensión.

Para los tramos de cableado de CC, se aplica una ecuación en función de la conductividad térmica y resistividad acudiendo posteriormente a la tabla correspondiente del REBT:

$$\rho_T = \rho_{20^\circ C} * [1 + \alpha * (T - 20^\circ C)]$$

Ecuación 72: Fórmula para determinar la resistividad térmica del conductor (Fuente: REBT).

Siendo ρ_T el valor de resistividad térmica a la que está sometido el conductor; $\rho_{20^\circ C}$ la resistividad que posee el conductor a $20^\circ C$ en función del material del que esté fabricado; α el coeficiente del incremento de temperatura en función del material de fabricación del conductor; T la temperatura a la cual se encuentra sometido el conductor.

Tras determinar el valor de la resistividad térmica a la que se encuentra sometido el conductor, se determina el valor de la conductividad térmica, el cual es el valor inverso de dicha resistividad:

$$\gamma = \frac{1}{\rho_T}$$

Ecuación 73: Fórmula para determinar la conductividad térmica del conductor. (Fuente: REBT).

Donde γ es el valor de la conductividad térmica del conductor en base a la temperatura ambiente a la que se encuentra; y ρ_T el valor de resistividad térmica a la que está sometido el conductor.

Determinados los valores de los dos parámetros anteriormente explicados, se calcula el valor de caída de tensión que se da en el conductor, el cual según el REBT debe de ser inferior a 1,5%. Dicho valor se obtiene mediante la resolución de la siguiente ecuación para CC:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * P * L * 100}{\gamma * S * V^2}$$

*Ecuación 74: Fórmula para determinar el valor de caída de tensión en un conductor de CC.
(Fuente: REBT).*

Siendo el significado de cada uno de los parámetros de la ecuación anterior: $\Delta V(\%)$ el valor de caída de tensión que tiene lugar en el conductor; P la potencia que proporciona cada uno de los strings; L la longitud del conductor; γ el valor de la conductividad térmica del conductor en base a la temperatura ambiente a

la que se encuentra; S la sección del conductor; V^2 el valor de diferencia de potencial o tensión que proporciona el string al inversor en el PMP (Punto de máxima potencia).

Para CA se aplica la siguiente ecuación:

$$\Delta V(\%) = \frac{P * L * 100}{\gamma * S * V^2}$$

*Ecuación 75: Fórmula para determinar el valor de caída de tensión en un conductor de CA.
(Fuente: REBT).*

El significado de cada uno de los parámetros de la ecuación anterior es el siguiente: $\Delta V(\%)$ el valor de caída de tensión que tiene lugar en el conductor; P la potencia que es capaz de proporcionar el inversor a su salida; L la longitud del conductor; γ el valor de la conductividad térmica del conductor en base a la temperatura ambiente a la que se encuentra; S la sección del conductor determinada mediante el criterio de intensidad máxima admisible; V^2 el valor de diferencia de potencial o tensión al que se encuentra conectado el inversor (400 V).

Conociendo que el tipo de cable a emplear, el cual va a estar expuesto a humedad, será tipo XLPE, concretamente el modelo H1Z2Z2-K [12] [13], el cual es un modelo específico para instalaciones fotovoltaicas flotantes que cumple con la normativa *EN-50618* y *IEC-62930* [14] y es libre de halógenos. Suponiendo una temperatura ambiente de 45 °C en verano que es lo que puede darse en la ubicación de Cortes de Pallás (Valencia), se desarrolla a continuación el cálculo y dimensionamiento de secciones de conductores de la instalación objeto de este proyecto.

Para las secciones de conductores a comprobar ubicadas entre los módulos fotovoltaicos así como las correspondientes a las existentes entre los diferentes strings y las respectivas cajas primarias, se va a considerar que la sección a emplear es la correspondiente a la cual presenta los conectores de los módulos fotovoltaicos que tiene un valor de 4 mm² y se realizará la comprobación por ambos criterios: el de la máxima intensidad admisible y el de la caída de tensión para así corroborar la validez de dicha sección de conductor.

Para las secciones existentes de conductor entre las diferentes cajas primarias y su entrada MPPT correspondiente al inversor, se va a determinar la sección mínima necesaria para cumplir con una caída de tensión máxima de valor 1,5 % mediante el criterio de la caída de tensión. Una vez determinada dicha sección, se elegirá la inmediatamente superior normalizada y se comprobará si cumple con este criterio para finalmente comprobar si cumple también con el criterio de la máxima intensidad admisible y corroborar la validez o no de la sección determinada inicialmente.

5.24.1. Sección de conductores para la conexión entre módulos fotovoltaicos.

1) Criterio de la máxima intensidad admisible.

El valor de intensidad de máxima potencia (I_{mp}) del módulo FV es de 15,48 A mientras que el de la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) es de 16,18 A siendo la sección de los conectores de los módulos de 4 mm² (sección de fábrica).

Aplicando este primer criterio mediante el empleo de la *Tabla 52-D1* del *REBT*, se realizan los cálculos expuestos a continuación:

Tabla 52 – D1
Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las intensidades admisibles para cables al aire libre

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88

Tabla 21: Tabla 52-D1 del REBT para determinación de factores de corrección para temperaturas diferentes a 35°C. (Fuente: REBT).

$$I_T = \frac{16,18 A}{0,87} = 18,598 A$$

Ecuación 76: Determinación del valor de intensidad máxima admisible para el cableado de conexión entre módulos FV.

Acudiendo a la *Tabla 52-C11* de dicho reglamento, conociendo que la sección del conductor es de 4 mm²:

Tabla 52 – C11
Intensidades admisibles, en amperios, para los métodos de instalación E, F y G de la tabla 52 – B1
Aislamiento XLPE/EPR, conductores de cobre
Temperatura del conductor: 90 °C
Temperatura ambiente de referencia: 30 °C

Sección nominal de los conductores mm ²	Métodos de instalación de la tabla 52 – B1						
	Cables multiconductores				Cables unipolares		
	Dos conductores cargados		Tres conductores cargados		Tres conductores cargados en plano		
						Separados	
						Horizontales	Verticales
	Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	—	—	—	—	—
2,5	36	32	—	—	—	—	—
4	49	42	—	—	—	—	—
6	63	54	—	—	—	—	—
10	86	75	—	—	—	—	—
16	115	100	—	—	—	—	—
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	—	—	940	823	868	1 085	1 008
500	—	—	1 083	946	998	1 253	1 169
630	—	—	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

NOTA – Las secciones se suponen circulares hasta los 16 mm² inclusive. Para secciones superiores, los valores indicados se refieren a almas seccionadas y pueden ser aplicados de forma segura a las almas circulares.

Tabla 22: Tabla 52-C11 del REBT para cálculos de intensidades admisibles para los métodos de instalación de la Tabla 52-B1. (Fuente: REBT).

En la tabla anterior, se puede comprobar que por el *Método F* (correspondiente a cables unipolares en contacto al aire libre de la *Tabla 52-B1*) para *Dos conductores cargados en contacto*, para dicha sección de 4 mm², no hay

intensidad admisible preestablecida, por lo que es necesario establecerla mediante la ecuación siguiente:

$$I = A * S^m - B * S^n$$

Ecuación 77: Fórmula para determinar la intensidad admisible del conductor. (Fuente: REBT).

Donde I es el valor de la intensidad admisible; A y B coeficientes; S la sección nominal del conductor; m y n coeficientes exponenciales acordes a la tipología de conductor y método de instalación empleado para el mismo.

Acudiendo a la *Tabla B.52-1* del *REBT*, la cual es la que proporciona los coeficientes y exponentes anteriormente expuestos en la ecuación, se buscan los mismos siendo la tabla de intensidad admisible la *Tabla 52-C11* y el *Método F* (columna 4):

Tabla B.52-1 (Fin)

Tabla de la intensidad admisible	Columna	Coeficientes y exponentes			
		A	m	B	n
52-C9	2 $\leq 16 \text{ mm}^2$	16,8	0,62	—	—
	2 $> 16 \text{ mm}^2$	14,9	0,646	—	—
	3 $\leq 16 \text{ mm}^2$	14,3	0,62	—	—
	3 $> 16 \text{ mm}^2$	12,9	0,64	—	—
	4	17,1	0,632	—	—
	5 $\leq 300 \text{ mm}^2$	13,28	0,6564	—	—
	5 $> 300 \text{ mm}^2$	13,28	0,6564	6×10^{-5}	2,14
	6 $\leq 300 \text{ mm}^2$	13,75	0,6581	—	—
	6 $> 300 \text{ mm}^2$	13,75	0,6581	$1,2 \times 10^{-4}$	2,01
	7	18,75	0,637	—	—
52-C10	8	15,8	0,654	—	—
	2 $\leq 16 \text{ mm}^2$	12,8	0,627	—	—
	2 $> 16 \text{ mm}^2$	11,4	0,64	—	—
	3 $\leq 16 \text{ mm}^2$	11,0	0,62	—	—
	3 $> 16 \text{ mm}^2$	9,9	0,64	—	—
	4	12,0	0,653	—	—
	5	9,9	0,663	—	—
	6	10,2	0,666	—	—
52-C11	7	13,9	0,647	—	—
	8	11,5	0,668	—	—
	2 $\leq 16 \text{ mm}^2$	20,5	0,623	—	—
	2 $> 16 \text{ mm}^2$	18,6	0,646	—	—
	3 $\leq 16 \text{ mm}^2$	17,8	0,623	—	—
	3 $> 16 \text{ mm}^2$	16,4	0,637	—	—
	4	20,8	0,636	—	—
	5 $\leq 300 \text{ mm}^2$	16,0	0,6633	—	—
	5 $> 300 \text{ mm}^2$	16,0	0,6633	6×10^{-4}	1,793
	6 $\leq 300 \text{ mm}^2$	16,57	0,665	—	—
	6 $> 300 \text{ mm}^2$	16,57	0,665	3×10^{-4}	1,876
	7	22,9	0,644	—	—
	8	19,1	0,662	—	—

Tabla 23: Tabla B.52-1 del REBT de coeficientes y exponentes para el cálculo de la intensidad admisible. (Fuente: REBT).

Los coeficientes para la sección de conductor estudiada son:

A=20,8; m=0,636; B=0; n=0.

Resolviendo la ecuación anterior:

$$I = 20,8 * 4 \text{ mm}^{2 \cdot 0,636} - 0 * 4 \text{ mm}^{2 \cdot 0} = 50,231 \text{ A} \approx 50 \text{ A}$$

Ecuación 78: Determinación de la intensidad admisible del conductor de sección 4 mm².

Por tanto, se comprueba que la intensidad admisible del conductor de sección de 4 mm² es 18,598 A < 50 A, cumpliendo con el criterio de máxima intensidad admisible.

2) Criterio de la caída de tensión.

Resolviendo las fórmulas para a resistividad y conductividad térmica explicadas anteriormente:

$$\rho_{45^{\circ}\text{C}} = 0,018 \frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}} * [1 + 0,00392^{\circ}\text{C}^{-1} * (45 - 20^{\circ}\text{C})] = 0,0198 \frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Ecuación 79: Determinación del valor de la resistividad térmica para el conductor de 4 mm².

$$\gamma = \frac{1}{0,0198 \frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}}} = 50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}$$

Ecuación 80: Determinación del valor de la conductividad térmica para el conductor de 4 mm².

Determinado el valor de la conductividad térmica, se calcula la caída de tensión:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{\text{W}}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 2,382 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 4 \text{ mm}^2 * (40,70 \frac{\text{V}}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}})^2} = 0,031 \%$$

Ecuación 81: Determinación de la caída de tensión en el conductor de conexión entre módulos FV.

La caída de tensión que se da en el conductor de sección 4 mm² cumple con lo establecido en el *REBT*, puesto que 0,031 % < 1,5 %.

Se comprueba para este tramo, que la sección de 4 mm² de conductor cumple ambos criterios.

5.24.2. Sección de conductores desde String de módulos FV hasta la caja primaria.

Para la selección de la sección de conductor desde cada uno de los tres strings conectados en paralelo en la caja primaria correspondiente, hasta dicha caja, se va a tomar la longitud del módulo fotovoltaico más alejado de dicha caja y que aparece reflejado en la *Tabla 17* del presente proyecto, a las cuales se aplicarán los dos criterios: máxima intensidad admisible y caída de tensión.

1) Sección de conductor desde el String 1 hasta la caja primaria.

Para este conductor, se va a preestablecer que la sección del mismo va a ser la misma que la que poseen los conectores de los módulos FV, es decir, de 4 mm².

Aplicando los criterios de la misma manera que en el tramo anterior

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Se da el caso, de que tanto la intensidad de máxima potencia (*I_{mp}*) como la intensidad de cortocircuito (*I_{sc}*) de los módulos FV es la misma que en el apartado anterior, 15,48 A y 16,18 A respectivamente. Por ende, el factor de corrección para temperatura ambiente según la *Tabla 52-D1* del *REBT* es de 0,87, y por tanto el valor de la intensidad máxima admisible del conductor (*I_T*) es de 18,598 A. Sabiendo que la sección del conductor es de 4 mm², al acudir a la *Tabla 52-C11* del *REBT* se comprueba que no hay intensidad máxima admisible en la misma para dicha sección. Procediendo a realizar los mismos pasos que en el tramo de cableado anterior, puesto que es la misma sección, a partir de la *Tabla B.52-1* del *REBT*, realizando el cálculo correspondiente, el valor de la

intensidad admisible (I) es de $50,231 \text{ A} \approx 50 \text{ A}$. Por tanto, mediante este criterio se obtiene que $18,598 \text{ A} < 50 \text{ A}$, cumpliéndose el mismo.

➤ Criterio de la caída de tensión.

Conociendo que los valores de los coeficientes $\rho_{45^\circ\text{C}}$ y γ son respectivamente $0,0198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ y $50,505 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$, se procede a calcular la caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo de conductor considerando que la longitud de este es de $103,617 \text{ m}$:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{W}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 105,617 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 4 \text{ mm}^2 * \left(40,70 \frac{V}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}}\right)^2} = 1,371 \%$$

Ecuación 82: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde el String 1 hasta la caja primaria correspondiente.

Para este segundo criterio se comprueba que la caída de tensión en el mismo es $1,371 \% < 1,5 \%$, cumpliendo con la normativa.

Se comprueba que este tramo de cableado cumple con ambos criterios.

2) Sección de conductor desde el String 2 hasta la caja primaria.

Para este tramo de conductor, como en el caso de los anteriores, se va a preestablecer que su sección es de 4 mm^2 para la comprobación de ambos criterios.

➤ Criterio de la máxima intensidad admisible.

Puesto que como en los casos anteriores, la sección y tipología de cableado es la misma, se cumple el presente criterio ocurriendo que la intensidad máxima admisible (I_T) que soporta el conductor a 45°C tiene un valor de $18,598 \text{ A}$, el cual es menor que el valor de intensidad admisible (I) obtenido mediante el *REBT* el cual es de 50 A .

➤ Criterio de la caída de tensión.

Dado que las condiciones a las cuales se somete el conductor en este tramo son las mismas que en los tramos anteriores comprobados, con excepción de la longitud del mismos, se procede a calcular el valor de caída de tensión que presenta:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{W}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 36,539 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 4 \text{ mm}^2 * \left(40,70 \frac{V}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}}\right)^2} = 0,474 \%$$

Ecuación 83: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde el String 2 hasta la caja primaria correspondiente.

Para este tramo se comprueba que el conductor con sección de 4 mm^2 cumple con el criterio de la caída de tensión, siendo la misma de $0,474 \%$, valor inferior al límite del $1,5 \%$ establecido por el *REBT*.

Se comprueba que este tramo cumple con ambos criterios.

3) Sección de conductor desde el String 3 hasta la caja primaria.

En este caso, las especificaciones y condiciones del conductor son exactamente las mismas que en el caso del conductor que transcurre desde el String 1 de módulos FV hasta la caja primaria, por lo que se cumplen ambos criterios con los siguientes valores expuestos:

- Criterio de la máxima intensidad admisible:

Intensidad máxima admisible que soporta el conductor (I_T) de valor 18,598 A e intensidad admisible (I) de 50 A.

- Criterio de la caída de tensión:

Valor de 1,371 % de caída de tensión, menor que el 1,5 % máximo que establece la normativa correspondiente.

La sección de conductor del presente tramo, de 4 mm², cumple con ambos criterios.

5.24.3. Sección de conductores desde caja primaria correspondiente hasta la entrada MPPT correspondiente del inversor.

En estos tramos de conductores (caja primaria a entrada MPPT correspondiente del inversor), primeramente, se va a determinar la corriente máxima admisible en función del agrupamiento de circuitos aplicando la siguiente ecuación al existir varios cables multiconductores agrupados (concretamente 2):

$$I_{CCR} = \frac{I_{CC} * N^{\circ}Strings \text{ en paralelo}}{Coeficiente de T^a * Factor_{Reduc}}$$

Ecuación 84: Fórmula para determinar el valor de la máxima intensidad admisible para agrupación de cables. (Fuente: REBT).

Siendo el significado de cada uno de los parámetros de la ecuación anterior el siguiente: I_{CCR} la máxima corriente admisible de cortocircuito que se da en el conjunto de strings que llegan a la caja primaria; I_{CC} intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaicos (I_{sc}); Coeficiente de T^a el valor que establece el REBT en su tabla 52-D1 según las condiciones a las que se expone el conductor eléctrico; $Factor_{Reduc}$ el valor que indica la *Tabla 52-E1* del *REBT* en función del número de circuitos (coincidirán 2 circuitos).

Teniendo en cuenta que los conductores de este tramo tendrán una disposición de agrupados en el aire, su valor de factor de reducción por agrupación extraído de la *Tabla 52-D1* del *REBT*, será de 0,80 al coincidir 2 cables o circuitos multiconductores agrupados.

Tabla 52 – E1
Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores
a aplicar a los valores de las intensidades admisibles de las tablas 52 – C1 a 52 – C12

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores			52 – C1 a 52 – C6 método C
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tabla 24: Tabla 52-E1 de factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o cables para aplicar a valores de intensidades admisibles de tablas 52-C1 a 52-C12 del REBT. (Fuente: REBT).

Posteriormente, se va a determinar la sección mínima necesaria en base a la potencia aplicando la ecuación del criterio de caída de tensión considerando su caída del valor máximo que permite el reglamento (1,5%) y despejando el valor de la sección, se seleccionará la sección inmediatamente superior normalizada y comprobarán ambos criterios: la máxima corriente admisible y la caída de tensión que se dará en dicho conductor para esta nueva sección.

1) Sección de conductor desde caja primaria 1 hasta entrada MPPT 1 del inversor.

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Resolviendo la ecuación antes explicada:

$$I_{CCT} = \frac{16,18 \text{ A} * 3 \text{ Strings en paralelo}}{0,87 * 0,80} = 69,741 \text{ A}$$

Por tanto, la máxima corriente admisible en cortocircuito que a la que podrá estar sometida el conductor en este tramo es de 69,741 A.

Teniendo en cuenta que el reglamento permite como valor máximo de caída de tensión del 1,5%, y que la sección de un conductor en CC se puede calcular como:

$$S = \frac{2 * P * L * 100}{\gamma * \Delta V(\%) * V^2}$$

Ecuación 85: Fórmula para determinar la sección mínima para una caída de tensión máxima del 1,5% según establece el reglamento. (Fuente: REBT).

Habiendo determinado anteriormente que los valores de los coeficientes $\rho_{45^\circ\text{C}}$ y son respectivamente $0,0198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ y $50,5051 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$, la sección mínima necesaria del presente tramo, de longitud de conductor 315,69089 m es:

$$S = \frac{2 * 630 \frac{W}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String} * 3 strings * 315,691 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 1,5 \% * (40,70 \frac{V}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String})^2} = 32,789 mm^2$$

Ecuación 86: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 1 hasta la entrada MPPT 1 del inversor.

De las tablas del *REBT* se comprueba que la sección inmediatamente superior normalizada a la mínima calculada de 32,789 mm² tiene el valor de 35 mm².

Acudiendo a la *Tabla 52-C11* del *REBT*, para la sección del conductor del presente tramo calculada de 35 mm² (en la *Columna F* correspondiente al *Método F* presenta valor de intensidad admisible), cuyo valor de intensidad admisible es de 200 A.

Por tanto, para la sección de 35 mm² en este tramo se cumpliría con el criterio de la máxima intensidad admisible de cortocircuito (*I_{ccT}*) que soportaría el cable cuyo valor sería de 69,741 A, el cual es inferior a los 200 A que establece el reglamento para dicha sección.

➤ Criterio de la caída de tensión.

Se procede a calcular la caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo de conductor para una sección de 35 mm²:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{W}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String} * 3 strings * 315,691 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 35 mm^2 * (40,70 \frac{V}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String})^2} = 1,405 \%$$

Ecuación 87: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 1 hasta la entrada MPPT 1 del inversor.:

Se comprueba, que, para el tramo estudiado, la caída de tensión en el conductor de este es inferior a la que marca como límite el reglamento de valor 1,5 % al ser la existente para la sección de 35 mm² de 1,405 %.

Se comprueba mediante la aplicación de ambos criterios, que la sección de 35 mm² cumple con lo exigido en el reglamento para el tramo de conductor estudiado.

2) Sección de conductor desde caja primaria 2 hasta entrada MPPT 2 del inversor.

El procedimiento por seguir es similar al llevado a cabo en la sección de conductor entre la caja primaria 1 y la entrada MPPT 1 del inversor.

➤ Criterio de la máxima intensidad admisible.

La máxima intensidad admisible en la sección del conductor será como en el caso anterior de 69,741 A al estar instalado de la misma manera y sometido a las mismas condiciones.

La sección mínima necesaria de conductor para la longitud de 108,45689 m en este tramo es:

$$S = \frac{2 * 630 \frac{W}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String} * 3 strings * 108,457 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 1,5\% * \left(40,70 \frac{V}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String}\right)^2} = 11,265 mm^2$$

Ecuación 88: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 2 hasta la entrada MPPT 2 del inversor.

La sección mínima necesaria para que se dé como máximo una caída de tensión del 1,5% en el tramo estudiado es de 11,265 mm², acudiendo a las secciones normalizadas, la sección inmediatamente superior es de 16 mm²

Acudiendo a la *Tabla 52-C11* del *REBT*, para la sección del conductor del presente tramo calculada de 16 mm² no existe un valor predeterminado por normativa de intensidad admisible, por lo que se hace necesario calcularlo a partir de los coeficientes y exponentes expuestos en la *Tabla 52-C11* del *REBT*, los cuales tienen los siguientes valores: A=20,8; m=0,636; B=0; n=0.

Resolviendo la *Ecuación 75* teniendo en cuenta que la sección del conductor es de 16 mm²:

$$I = 20,8 * 16 mm^2^{0,636} - 0 * 4 mm^2^0 = 121,306 A \approx 121 A$$

Ecuación 89: Determinación de la intensidad admisible del conductor de sección 16 mm².

Se comprueba entonces que el valor de máxima intensidad admisible que soportará el conductor es menor que el valor de intensidad admisible para dicha sección que establece el reglamento ya que 55,793 A < 121 A, cumpliendo entonces con el presente criterio la sección de 16 mm² en este tramo.

➤ Criterio de la caída de tensión.

Teniendo en cuenta, que se ha estipulado una sección de 16 mm² de conductor para el presente tramo de cableado, la caída de tensión que en él tiene lugar es:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{W}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String} * 3 strings * 108,457 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 16 mm^2 * \left(40,70 \frac{V}{Módulo} * 29 \frac{Módulos}{String}\right)^2} = 1,056 \%$$

Ecuación 90: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 2 hasta la entrada MPPT 2 del inversor.

La sección del 16 mm² cumple con el criterio de la caída de tensión para el tramo estudiado, siendo el valor de esta de 1,056 % inferior al 1,5 % que establece el *REBT*.

Por tanto, la sección de 16 mm² cumple con ambos criterios para el tramo estudiado.

3) Sección de conductor desde caja primaria 3 hasta entrada MPPT 3 del inversor.

El procedimiento por desarrollar para este tramo de conductor es el mismo que en el caso del tramo de conductor desde la caja primaria 1 hasta la entrada MPPT 1 del inversor.

➤ Criterio de la intensidad máxima admisible.

La máxima intensidad admisible en la sección del conductor será como en los casos anteriores de 69,741 A al estar instalado de la misma manera y sometido a las mismas condiciones.

La sección mínima necesaria de conductor para la longitud de 108,45689 m en este tramo es:

$$S = \frac{2 * 630 \frac{W}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 3 \text{ strings} * 312,851 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5\% * (40,70 \frac{V}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}})^2} = 32,495 \text{ mm}^2$$

Ecuación 91: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 3 hasta la entrada MPPT 3 del inversor.

Acudiendo a las tablas del *REBT* de secciones normalizadas, la inmediatamente superior al valor determinado es la de 35 mm².

Acudiendo a la *Tabla 52-C11* del *REBT*, para una sección de 35 mm², se comprueba que la intensidad admisible por reglamento para conductores de dicha sección es de 200 A, el cual es un valor superior a los 69,741 A de máxima intensidad admisible a la que estará expuesto el conductor, cumpliendo con este criterio.

➤ Criterio de la caída de tensión.

Sabiendo que el valor determinado normalizado a través del anterior criterio para la sección estudiada ha sido de 35 mm², teniendo en cuenta que su longitud será de 312,851 m, la caída de tensión que se da en el mismo tendrá el siguiente valor:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{W}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 3 \text{ strings} * 312,851 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} * 35 \text{ mm}^2 * (40,70 \frac{V}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}})^2} = 1,393 \%$$

Ecuación 92: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 3 hasta la entrada MPPT 3 del inversor.

La caída de tensión existente en este tramo es de 1,393 %, valor menor al 1,5 % de límite establecido por el reglamento cumpliendo por tanto con este criterio.

Por tanto, la sección de 35 mm² cumple con ambos criterios establecidos en el reglamento para el tramo estudiado de conductor.

4) Sección de conductor desde caja primaria 4 hasta entrada MPPT 4 del inversor.

En este tramo de conductor, se va a realizar un proceso de cálculo y comprobación similar al caso antes desarrollado para el tramo comprendido entre la caja primaria 2 y la entrada MPPT 2 del inversor.

➤ Criterio de la máxima intensidad admisible.

La máxima intensidad admisible en la sección del conductor será como en los casos anteriores de 69,741 A al estar instalado de la misma manera y sometido a las mismas condiciones.

La sección mínima necesaria de conductor para la longitud de 108,457 m en este tramo es:

$$S = \frac{2 * 630 \frac{W}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 3 \text{ strings} * 105,617 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5\% * \left(40,70 \frac{V}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}}\right)^2} = 10,970 \text{ mm}^2$$

Ecuación 93: Determinación del valor de sección mínima necesaria para el tramo de conductor desde la Caja primaria 4 hasta la entrada MPPT 4 del inversor.

De las tablas del reglamento, se comprueba que la sección inmediatamente superior a 10,970 mm² es la de 16 mm².

De la *Tabla 52-C11* del *REBT*, se comprueba que no existe un valor normalizado y establecido de intensidad admisible por el reglamento para la sección de conductor de 16 mm² para el *Método F* de instalación de cableado, por lo que se remite a la *Tabla B.52-1* para la obtención de los coeficientes y exponentes para este método de instalación los cuales son: A=20,8; m=0,636; B=0; n=0. Resolviendo la fórmula que permite calcular la intensidad admisible:

$$I = 20,8 * 16 \text{ mm}^{2^{0,636}} - 0 * 4 \text{ mm}^{2^0} = 121,306 \text{ A} \approx 121 \text{ A}$$

Ecuación 94: Determinación de la intensidad admisible del conductor de sección 16 mm².

Al ser la intensidad admisible calculada mediante reglamento, de valor 121 A, superior a la máxima a la cual va a estar sometida el conductor, que es de 69,741 A, dicha sección de 16 mm² cumple con el presente criterio.

➤ Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que se da en el presente tramo para sección de conductor 16 mm² y longitud 105,617 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{2 * 630 \frac{W}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}} * 3 \text{ strings} * 105,617 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * \text{mm}^2} * 16 \text{ mm}^2 * \left(40,70 \frac{V}{\text{Módulo}} * 29 \frac{\text{Módulos}}{\text{String}}\right)^2} = 1,028 \%$$

Ecuación 95: Determinación del valor de caída de tensión que se da en el tramo de conductor desde la Caja primaria 4 hasta la entrada MPPT 4 del inversor.

Se concluye, que la sección de 16 mm² cumple con este criterio para el tramo de conductor estudiado, ya que su caída de tensión es de 1,028 %, valor inferior al máximo del 1,5 % que permite el reglamento.:

Por tanto, la sección de conductor de 16 mm² cumple con ambos criterios y por ende con la normativa para el tramo presente.

5) Sección de conductor desde caja primaria 5 hasta entrada MPPT 5 del inversor.

Este tramo de conductor tiene exactamente la misma longitud y está sometido a las mismas condiciones que el tramo correspondiente desde la caja primaria 1 hasta la entrada MPPT 1, por lo que, al poseer las mismas características, coincidirá el valor de caída sección mínima necesaria, caída de tensión, sección normalizada e intensidad máxima admisible en la aplicación de los dos criterios.

➤ Criterio de la máxima intensidad admisible.

El valor de intensidad máxima admisible en cortocircuito (I_{CCT}) en este caso será de 69,741 A.

La sección de conductor mínima necesaria estimada para este tramo es de 32,789 mm², siendo la inmediatamente superior normalizada por reglamento de 35 mm². La que la intensidad admisible para la sección de 35 mm² en las tablas del reglamento es de 200 A, con lo que cumple por este criterio dicha sección al ser mayor que el valor de 69,741 A.

➤ Criterio de la caída de tensión.

Esta sección normalizada de 35 mm² presentará una caída de tensión de 1,405 % cumpliendo entonces con el presente criterio, al ser inferior al 1,5 % máximo permitido.

Por tanto, la sección de conductor de 35 mm² estimada para el presente tramo cumple con lo exigido en normativa

6) Sección de conductor desde caja primaria 6 hasta entrada MPPT 6 del inversor.

En el presente tramo, se dan exactamente los mismo condicionantes y características que en el tramo de conductor correspondiente al que parte desde la caja primaria 2 hasta la entrada MPPT 2 del inversor, por lo que coincidirán valores y cumplimiento de criterios.

➤ Criterio de la máxima intensidad admisible.

En el caso de la máxima intensidad admisible en cortocircuito (I_{CCT}) a la cual va a estar sometido el conductor, su valor en función de las características de intensidad que le pueden proporcionar los módulos fotovoltaicos es de 69,741 A.

La sección mínima necesaria calculada para este tramo de conductor es de 11,625 mm², siendo la inmediatamente superior normalizada de 16 mm². Al no aparecer en la *Tabla 52-C11* un valor normalizado por reglamento de la intensidad admisible para la sección de 16 mm², es necesario calcularlo en función de los coeficientes y exponentes de la *Tabla B.52-1* del *REBT*, tras lo cual su valor es de 121 A.

Al ser el valor de máxima intensidad admisible en cortocircuito (69,741 A) inferior al valor de intensidad admisible (121 A) que se determina a partir de las ecuaciones del reglamento, la sección de 16 mm² cumple con este criterio.

➤ Criterio de la caída de tensión.

Esta sección normalizada presenta, para dicho tramo de conductor, una caída de tensión de 1,056 %, valor inferior al 1,5 % máximo que permite el reglamento por lo que cumple con este criterio.

La sección de conductor de 16 mm² cumple con la normativa para el presente tramo.

5.24.4. Tabla del valor de las secciones de conductor calculadas en la parte de corriente continua de la instalación.

TRAMO	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (It, A)	INTENSIDAD ADMISIBLE (I, A)	ΔV (%)	SECCIÓN (mm ²)	SECCIÓN MÍNIMA (mm)
MÓDULO FV-MÓDULO FV	18,598	50	0,031	4	-
STRING 1 MÓDULO FV -CAJA PRIMARIA	18,598	50	1,371	4	-
STRING 2 MÓDULO FV -CAJA PRIMARIA	18,598	50	0,474	4	-
STRING 3 MÓDULO FV -CAJA PRIMARIA	18,598	50	1,371	4	-
CAJA PRIMARIA 1-INVERSOR	69,741	200	1,405	35	32,789
CAJA PRIMARIA 2-INVERSOR	69,741	121	1,056	16	11,265
CAJA PRIMARIA 3-INVERSOR	69,741	200	1,393	35	32,495
CAJA PRIMARIA 4-INVERSOR	69,741	121	1,028	16	10,97
CAJA PRIMARIA 5-INVERSOR	69,741	200	1,405	35	32,789
CAJA PRIMARIA 6-INVERSOR	69,741	121	1,056	16	11,265

Tabla 25: Tabla resumen de las secciones de conductor de la parte de corriente continua de la instalación.

5.24.5. Sección de conductores desde los inversores hasta la caja secundaria.

Los 38 inversores CC-CA necesarios para la instalación fotovoltaica se van a conectar en una caja secundaria correspondiente a cada agrupación de ellos en la instalación de la siguiente manera:

- 12 grupos de 3 inversores.
- 1 grupo de 2 inversores.

El tipo de corriente que circulará por los conductores de estos tramos es Corriente Alterna. Dado que todos los strings de la instalación son iguales, se procederá a realizar el cálculo de la sección para una agrupación de 3 inversores hasta la respectiva caja secundaria, así como para la agrupación característica de 2 inversores a una caja secundaria singular.

TRAMO	DISTANCIA (m)	LONGITUD COCA (m)	LONGITUD TOTAL (m)	TIPO DE CORRIENTE
INVERSOR 1-CAJA SECUNDARIA	17,039	2	19,039	C.A.
INVERSOR 2-CAJA SECUNDARIA	8,520	2	10,520	C.A.
INVERSOR 3-CAJA SECUNDARIA	1,000	2	3,000	C.A.
INVERSOR 1-CAJA SECUNDARIA (SINGULAR)	8,520	2	10,520	C.A.
INVERSOR 2-CAJA SECUNDARIA (SINGULAR)	1,000	2	3,000	C.A.

Tabla 26: Distancias y longitudes desde los inversores a las respectivas cajas secundarias.

1) Sección de conductor desde el inversor 1 hasta la caja secundaria 1.

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Tal y como se mostró en la Ecuación 71, la intensidad que va a circular desde los diferentes inversores hasta cada una de las cajas secundarias es:

$$I = \frac{300.000 \text{ W}}{\sqrt{3} * 800 \text{ V} * 0,8} = 270,633 \text{ A}$$

Ecuación 96: Determinación del valor de máxima intensidad admisible a la que va a estar sometido el conductor en el tramo inversor 1 a caja secundaria.

La intensidad admisible que considerar en base a la *Tabla 52-C11* del *REBT* para el *Método F* (*Cables: unipolares; Tres conductores cargados en plano; En contacto*) inmediatamente superior al valor de 270,633 A, es 279 A que se corresponde con la sección de 70 mm².

Estos valores de intensidad y de secciones son los que se van a dar en todos los tramos de conductor desde la salida del inversor hasta su respectiva caja secundaria al ser el mismo valor de potencia máximo a la salida del inversor.

- Criterio de la caída de tensión.

Para el caso de la corriente alterna, la caída de tensión que tiene lugar en el conductor de longitud 19,03934 m se calcula según la *Ecuación 74*:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 19,039 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 0,252 \% < 1,5 \%$$

Ecuación 97: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre el inversor 1 y la caja secundaria.

Por tanto, y en base a lo calculado, la sección de 70 mm² cumple con ambos criterios del reglamento para el tramo estudiado, al cumplir con el de la máxima intensidad admisible que es el más restrictivo de ambos.

2) Sección de conductor desde el inversor 2 hasta la caja secundaria 1.

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Los valores obtenidos son los mismos que en el tramo anterior: máxima intensidad admisible: 270,633 A; intensidad admisible por el *REBT*: 279 A; sección del conductor: 70 mm².

- Criterio de la caída de tensión.

El valor de caída de tensión existente para este tramo de conductor de longitud 10,51967 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 10,520 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 0,139 \% < 1,5 \%$$

Ecuación 98: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre el inversor 2 y la caja secundaria.

Por tanto, y en base a lo calculado, la sección de 70 mm² cumple con ambos criterios del reglamento para el tramo estudiado, al cumplir con el de la máxima intensidad admisible que es el más restrictivo de ambos.

3) Sección de conductor desde el inversor 3 hasta la caja secundaria 1.

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Los valores obtenidos son los mismos que en el tramo anterior: máxima intensidad admisible: 270,633 A; intensidad admisible por el *REBT*: 279 A; sección del conductor: 70 mm².

- Criterio de la caída de tensión.

El valor de caída de tensión existente para este tramo de conductor de longitud 3,00 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 3.000 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 0,039 \% < 1,5 \%$$

Ecuación 99: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre el inversor 2 y la caja secundaria.

Por tanto, y en base a lo calculado, la sección de 70 mm² cumple con ambos criterios del reglamento para el tramo estudiado, al cumplir con el de la máxima intensidad admisible que es el más restrictivo de ambos.

4) Sección de conductor desde el inversor 1 hasta la caja secundaria singular.

En este tramo de conductor, los valores obtenidos para ambos criterios son los mismo que en el caso del tramo de conductor desde el inversor 2 hasta la caja secundaria correspondiente al tener ambos la misma longitud de cableado:

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Los valores obtenidos son los mismos que en el tramo anterior: máxima intensidad admisible: 270,633 A; intensidad admisible por el *REBT*: 279 A; sección del conductor: 70 mm².

- Criterio de la caída de tensión

La caída de tensión en este tramo presenta un valor de 0,139 %.

Por tanto, y en base a lo calculado, la sección de 70 mm² cumple con ambos criterios del reglamento para el tramo estudiado, al cumplir con el de la máxima intensidad admisible que es el más restrictivo de ambos

5) Sección de conductor desde el inversor 2 hasta la caja secundaria singular.

En este tramo de conductor, los valores obtenidos para ambos criterios son los mismo que en el caso del tramo de conductor desde el inversor 3 hasta la caja secundaria correspondiente al tener ambos la misma longitud de cableado:

- Criterio de la máxima intensidad admisible.

Los valores obtenidos son los mismos que en el tramo anterior: máxima intensidad admisible: 270,633 A; intensidad admisible por el *REBT*: 279 A; sección del conductor: 70 mm².

- Criterio de la caída de tensión

La caída de tensión en este tramo presenta un valor de 0,039 %.

Por tanto, y en base a lo calculado, la sección de 70 mm² cumple con ambos criterios del reglamento para el tramo estudiado, al cumplir con el de la máxima intensidad admisible que es el más restrictivo de ambos

TRAMO	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (It, A)	INTENSIDAD ADMISIBLE (I, A)	ΔV (%)	SECCIÓN (mm ²)
INVERSOR 1-CAJA SECUNDARIA	270,633	279	0,252	70
INVERSOR 2-CAJA SECUNDARIA	270,633	279	0,139	70
INVERSOR 3-CAJA SECUNDARIA	270,633	279	0,039	70
INVERSOR 1-CAJA SECUNDARIA (SINGULAR)	270,633	279	0,139	70
INVERSOR 2-CAJA SECUNDARIA (SINGULAR)	270,633	279	0,039	70

Tabla 27: Tabla resumen de las secciones dimensionadas desde el inversor a la cja secundaria correspondiente.

5.24.6. Sección de conductores desde la caja secundaria al embarrado.

En este apartado se procede a realizar el cálculo de las secciones de cada uno de los tramos de conductor de los inversores desde la caja secundaria hasta el embarrado del Centro de Transformación (el cual se ubicaría en la orilla del embalse).

TRAMO	DISTANCIA A EXTREMO ISLA FOTOVOLTAICA (m)	LONGITUD COCA (m)	LONGITUD A EMBARRADO DESDE EXTREMO ISLA FOTOVOLTAICA (m)	LONGITUD TOTAL (m)	TIPO DE CORRIENTE
CAJA SECUNDARIA 1-EMBARRADO	416,850	2	75	493,850	C.A.
CAJA SECUNDARIA 2-EMBARRADO	391,291	2	75	468,291	C.A.
CAJA SECUNDARIA 3-EMBARRADO	365,732	2	75	442,732	C.A.
CAJA SECUNDARIA 4-EMBARRADO	340,173	2	75	417,173	C.A.
CAJA SECUNDARIA 5-EMBARRADO	314,614	2	75	391,614	C.A.
CAJA SECUNDARIA 6-EMBARRADO	289,055	2	75	366,055	C.A.
CAJA SECUNDARIA 7-EMBARRADO	263,496	2	75	340,496	C.A.
CAJA SECUNDARIA 8-EMBARRADO	237,937	2	75	314,937	C.A.
CAJASECUNDARIA 9-EMBARRADO	212,378	2	75	289,378	C.A.
CAJA SECUNDARIA 10-EMBARRADO	186,819	2	75	263,819	C.A.
CAJA SECUNDARIA 11-EMBARRADO	161,260	2	75	238,260	C.A.
CAJA SECUNDARIA 12-EMBARRADO	135,701	2	75	212,701	C.A.
CAJA SECUNDARIA 13-EMBARRADO	110,142	2	75	187,142	C.A.

Tabla 28: Distancias y longitudes de conductores desde cajas secundarias a embarrado.

El valor de criterio de la máxima intensidad admisible es de 270,633 A, para la cual, la intensidad admisible inmediatamente superior en la *Tabla 52-C11 del REBT* tiene un valor de 279 A para el *Cables: unipolares; Tres conductores cargados en plano; En contacto*; correspondiente con una sección de 70 mm². Este dato se da en todas las secciones al circular por todas ellas la misma potencia eléctrica.

1) Sección de conductor desde caja secundaria 1 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 493,850 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 W * 493,850 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 70 mm^2 * (800 V)^2} = 6,548 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 100: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 1 y el embarrado.

2) Sección de conductor desde caja secundaria 2 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 468,291m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 468,291 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 6,209 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 101: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 2 y el embarrado.

3) Sección de conductor desde caja secundaria 3 a embarrado.

➤ Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 442,732 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 442,732 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 5,870 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 102: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 3 y el embarrado.

4) Sección de conductor desde caja secundaria 4 a embarrado.

➤ Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 417,173 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 417,173 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 5,531 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 103: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 4 y el embarrado.

5) Sección de conductor desde caja secundaria 5 a embarrado.

➤ Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 391,614 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 391,614 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 5,192 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 104: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 5 y el embarrado.

6) Sección de conductor desde caja secundaria 6 a embarrado.

➤ Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 366,055 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 366,055 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 4,853 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 105: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 6 y el embarrado.

7) Sección de conductor desde caja secundaria 7 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 340,496 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 340,496 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 4,514 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 106: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 7 y el embarrado.

8) Sección de conductor desde caja secundaria 8 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 314,937 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 314,937 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 4,176 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 107: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 8 y el embarrado.

9) Sección de conductor desde caja secundaria 9 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 289,378 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 289,378 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 3,837 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 108: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 9 y el embarrado.

10) Sección de conductor desde caja secundaria 10 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 263,819 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 263,819 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 3,498 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 109: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 10 y el embarrado.

11) Sección de conductor desde caja secundaria 11 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 238,260 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 238,260 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 3,159 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 110: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 11 y el embarrado.

12) Sección de conductor desde caja secundaria 12 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 212,701 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 212,701 \text{ m} * 100}{50,5051 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 2,820 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 111: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 12 y el embarrado.

13) Sección de conductor desde caja secundaria 13 a embarrado.

- Criterio de la caída de tensión.

La caída de tensión que tiene lugar en el presente tramo, de longitud 187,142 m es:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 187,142 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 70 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 2,481 \% > 1,5 \%$$

Ecuación 112: Determinación del valor de caída de tensión en el tramo comprendido entre la caja secundaria 13 y el embarrado.

5.24.7. Redimensionamiento de secciones desde cajas secundarias al embarrado con 1,5% de caída de tensión máximo en los mismos.

Al ser todos los valores de caída de tensión superior al 1,5 % en los tramos comprendidos entre las cajas secundarias y el embarrado y no cumplir con el criterio, se van a recalcular las secciones estableciendo como valor de caída de tensión máximo el anterior mencionado y se dimensionará con secciones de conductor de 70 mm² dejando varios conductores de esta sección por fase de cableado en base a la caída de tensión máxima, y se calculará la nueva caída de tensión que se da en dichas fases.

1) Sección de conductor desde caja secundaria 1 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 493,850 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 305,569 \text{ mm}^2 \rightarrow 350 \text{ mm}^2$$

Ecuación 113: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 1 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 5 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 493,850 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 350 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,310 \%$$

Ecuación 114: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 1 al embarrado.

2) Sección de conductor desde caja secundaria 2 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 468,291 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 289,755 \text{ mm}^2 \rightarrow 350 \text{ mm}^2$$

Ecuación 115: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 2 al embarrado

Por cada fase de cableado, serían necesarios 5 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 468,291 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 350 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,242 \%$$

Ecuación 116: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 2 al embarrado.

3) Sección de conductor de caja secundaria 3 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 442,732 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 273,940 \text{ mm}^2 \rightarrow 280 \text{ mm}^2$$

Ecuación 117: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 3 al embarrado

Por cada fase de cableado, serían necesarios 4 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 442,732 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 280 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,468 \%$$

Ecuación 118: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 3 al embarrado.

4) Sección de conductor de caja secundaria 4 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 417,173 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 258,126 \text{ mm}^2 \rightarrow 280 \text{ mm}^2$$

Ecuación 119: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 4 al embarrado

Por cada fase de cableado, serían necesarios 4 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 417,173 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 280 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,383 \%$$

Ecuación 120: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 4 al embarrado.

5) Sección de conductor de caja secundaria 5 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 391,614 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 242,311 \text{ mm}^2 \rightarrow 280 \text{ mm}^2$$

Ecuación 121: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 5 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 4 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 391,614 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 280 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,298 \%$$

Ecuación 122: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 6 al embarrado.

6) Sección de conductor de caja secundaria 6 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 366,055 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 226,496 \text{ mm}^2 \rightarrow 280 \text{ mm}^2$$

Ecuación 123: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 6 al embarrado

Por cada fase de cableado, serían necesarios 4 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 366,055 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 280 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,213 \%$$

Ecuación 124: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 7 al embarrado.

7) Sección de conductor de caja secundaria 7 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 340,496 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 210,682 \text{ mm}^2 \rightarrow 280 \text{ mm}^2$$

Ecuación 125: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 7 al embarrado

Por cada fase de cableado, serían necesarios 4 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 340,496 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1.200 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,129 \%$$

Ecuación 126: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 7 al embarrado.

8) Sección de conductor de caja secundaria 8 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 314,937 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 194,867 \text{ mm}^2 \rightarrow 210 \text{ mm}^2$$

Ecuación 127: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 8 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 3 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 \text{ W} * 314,937 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 210 \text{ mm}^2 * (800 \text{ V})^2} = 1,392 \%$$

Ecuación 128: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 8 al embarrado.

9) Sección de conductor de caja secundaria 9 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 \text{ W} * 289,378 \text{ m} * 100}{50,505 \frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2} * 1,5 \% * (800 \text{ V})^2} = 179,052 \text{ mm}^2 \rightarrow 210 \text{ mm}^2$$

Ecuación 129: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 9 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 3 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 W * 289,378 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 210 mm^2 * (800 V)^2} = 1,279 \%$$

Ecuación 130: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 9 al embarrado.

10) Sección de conductor de caja secundaria 10 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 W * 263,819 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 1,5 \% * (800 V)^2} = 163,238 mm^2 \rightarrow 210 mm^2$$

Ecuación 131: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 10 al embarrado

Por cada fase de cableado, serían necesarios 3 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 W * 263,819 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 210 mm^2 * (800 V)^2} = 1,166 \%$$

Ecuación 132: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 10 al embarrado.

11) Sección de conductor de caja secundaria 11 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 W * 238,260 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 1,5 \% * (800 V)^2} = 147,423 mm^2 \rightarrow 210 mm^2$$

Ecuación 133: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 11 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 3 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 W * 263,260 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 210 mm^2 * (800 V)^2} = 1,053 \%$$

Ecuación 134: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 11 al embarrado.

12) Sección de conductor de caja secundaria 12 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 W * 212,701 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 1,5 \% * (800 V)^2} = 131,609 mm^2 \rightarrow 140 mm^2$$

Ecuación 135: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 12 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 2 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 W * 212,701 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 140 mm^2 * (800 V)^2} = 1,410 \%$$

Ecuación 136: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 12 al embarrado.

13) Sección de conductor de caja secundaria 13 a embarrado.

$$S = \frac{300.000 W * 187,142 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 1,5 \% * (800 V)^2} = 115,794 mm^2 \rightarrow 140 mm^2$$

Ecuación 137: Dimensionamiento de la sección de conductor de la caja secundaria 13 al embarrado.

Por cada fase de cableado, serían necesarios 2 conductores de 70 mm² de sección, cuya caída de tensión será:

$$\Delta V(\%) = \frac{300.000 W * 187,142 m * 100}{50,505 \frac{m}{\Omega * mm^2} * 140 mm^2 * (800 V)^2} = 1,241 \%$$

Ecuación 138: Caída de tensión en el conductor de la caja secundaria 13 al embarrado.

TRAMO	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (It, A)	INTENSIDAD ADMISIBLE (I, A)	ΔV (%)	SECCIÓN (mm2)	SECCIÓN MÍNIMA RECALCULADA (mm2)	SECCIÓN FINAL (mm2) CON CONDUCTOR SECCIÓN 70 mm2	ΔV FINAL (%)
ARIA 1-EMBARRADO	270,633	279	6,548	70	305,569	350	1,310
ARIA 2-EMBARRADO	270,633	279	6,209	70	289,755	350	1,242
ARIA 3-EMBARRADO	270,633	279	5,870	70	273,940	280	1,468
ARIA 4-EMBARRADO	270,633	279	5,531	70	258,126	280	1,383
ARIA 5-EMBARRADO	270,633	279	5,192	70	242,311	280	1,298
ARIA 6-EMBARRADO	270,633	279	4,853	70	226,496	280	1,213
ARIA 7-EMBARRADO	270,633	279	4,514	70	210,682	280	1,129
ARIA 8-EMBARRADO	270,633	279	4,176	70	194,867	210	1,392
ARIA 9-EMBARRADO	270,633	279	3,837	70	179,052	210	1,279
ARIA 10-EMBARRADO	270,633	279	3,498	70	163,238	210	1,166
ARIA 11-EMBARRADO	270,633	279	3,159	70	147,423	210	1,053
ARIA 12-EMBARRADO	270,633	279	2,82	70	131,609	140	1,410
ARIA 13-EMBARRADO	270,633	279	2,481	70	115,794	140	1,241

Tabla 29: Dimensionamiento de las secciones de conductores desde las cajas secundarias al embarrado.

5.25. Cálculo de las protecciones de la instalación.

En este apartado se va a realizar el dimensionamiento de protecciones necesarias eléctricas necesarios a instalar en los siguientes puntos de la instalación:

- Caja primaria: fusibles ubicados entre los módulos fotovoltaicos y los inversores.
- Caja secundaria/cajas moldeadas: relé diferencial con núcleo toroidal e interruptor magnetotérmico ubicados entre inversores y embarrado del centro de transformación.

Ambas cajas donde se ubicarán estas protecciones serán de tipo estancas con grado de protección mínimo IP66 contra el agua, humedad y suciedad.

5.25.1. Protección de la parte de Corriente Continua: Fusibles instalados en las cajas primarias.

Según la normativa existente [15], existen dos métodos a emplear para el cálculo y dimensionamiento de los calibres de los fusibles de una instalación eléctrica:

1. Criterio de la corriente nominal del fusible.

Este criterio se basa en la condición:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Ecuación 139: Criterio para el dimensionamiento del calibre del fusible en base a la corriente nominal. (Fuente: REBT).

Siendo el significado de cada uno de los parámetros el siguiente: I_B es el valor máximo de la intensidad de máxima circulará por el fusible, que coincide con la corriente de cortocircuito (I_{SC}) del módulo fotovoltaico; I_N es el valor de intensidad normalizada del fusible para B.T. que se refleja en la siguiente tabla y que se elige la inmediatamente superior a I_B ; I_Z es el valor de la intensidad máxima admisible que podrá circular por el conductor con el factor de corrección para temperatura ambiente de 45°C según la *Tabla 52-D1 del REBT* (y que se ha calculado previamente) para cableado tipo XLPE.

2 A	4 A	6 A	10 A	16 A	20 A
25 A	35 A	40 A	50 A	63 A	80 A
100 A	125 A	160 A	200 A	250 A	315 A
400 A	425 A	500 A	632 A	800 A	1000 A

Tabla 30: Calibre, en amperios, de los fusibles normalizados para B.T. (Fuente: REBT).

2. Criterio de la corriente máxima

Este segundo criterio se basa en la siguiente condición:

$$I_F \leq 1,45 * I_Z$$

Ecuación 140: Criterio para el dimensionamiento del calibre del fusible en base a la corriente máxima. (Fuente: REBT).

Siendo: I_F el valor de la corriente para el cual se garantiza el funcionamiento correcto y adecuado del fusible, en base a los valores que pueda presentar la intensidad normalizada del fusible (I_N); I_Z es el valor de la intensidad máxima admisible que podrá circular por el conductor con el factor de corrección para temperatura ambiente de 45°C según la *Tabla 52-D1 del REBT* (y que se ha calculado previamente) para cableado tipo XLPE.

Los valores que puede adquirir I_F son:

$$I_F = 1,60 * I_n \text{ siempre que } I_n \geq 16 A$$

$$I_F = 1,90 * I_n \text{ siempre que } 4 A < I_n < 16 A$$

$$I_F = 2,10 * I_n \text{ siempre que } I_n \leq 4 A$$

Ecuación 141: Ecuaciones para averiguar el valor de I_F en función de los valores de I_N . (Fuente: REBT).

➤ Criterio de la corriente nominal del fusible.

Los valores de los diferentes parámetros son los siguientes para la comprobación de este criterio:

$$I_B = 16,18 A$$

$$I_Z = 0,87 * 50 A = 43,5 A$$

$$I_N = 20 A$$

$$16,18 A \leq 20 \leq 43,5 A$$

Ecuación 142: Comprobación del criterio de la corriente nominal del fusible ubicado en las cajas primarias.

El fusible de calibre 20 A cumple con el criterio estudiado.

➤ Criterio de la corriente máxima.

A ser el calibre del fusible de 20 A, por lo tanto, mayor a 16 A, se procede a la calcular el valor de I_F :

$$I_F = 1,60 * 20 A = 32 A$$
$$1,45 * 43,5 A = 63,075 A \rightarrow 32 A \leq 63,075 A$$

El fusible de calibre 20 A también cumple con este criterio.

Por tanto, el fusible a instalar en las cajas primarias es de calibre 20 A.

Considerando que cada una de las entradas MPPT de los inversores posee 3 strings conectados en paralelo, será necesario, para cada una de las entradas MPPT instalar 6 fusibles (en cada una de las cajas primarias de cada inversor, los cuales poseen cada uno un total de 6 entradas MPPT por lo que son necesarios 36 fusibles por inversor). Cada string de módulos fotovoltaicos tendrá en su respectiva caja primaria 2 fusibles de calibre 20 A, siendo uno para el polo positivo y otro para el negativo.

El fusible por emplear en la parte de corriente continua es el siguiente:

- Tipo: Fusible cilíndrico cerámico
- Intensidad nominal del fusible: 20 A
- Máxima tensión de funcionamiento: 1.500 V_{DC}
- Capacidad de corte máxima: 50 kA
- Tamaño: 10x85 mm
- Tipo operación: gPV (Protección fotovoltaica completa)
- Norma: IEC 60269-6
- Limitador de sobretensión y cortocircuito
- Marca y modelo: Zemper® ZR V_{CC} (10x85) de 20 A gPV



Ilustración 14: Fusible 10x85 20 A 1500 VDC y Portafusibles. (Fuente: Zemper® y Weidmüller®).

El portafusibles seleccionado es el modelo WSFH 10x85 1K5V de la marca Weidmüller® para montaje sobre carril DIN y calibre de hasta 32 A.

5.25.2. Protección de la parte de Corriente Alterna: Relé diferencial de alta potencia con transformador toroidal e Interruptor Automático de Caja Moldeada (MCCB).

Para la protección de la parte de corriente alterna de la instalación, a partir de los inversores, se van a emplear relés diferenciales de alta potencia con toroidal e interruptores automáticos de caja moldeada

En el caso de la protección contra contactos indirectos o directos debido a fugas de corriente, para la protección de personas y de la instalación, se va a emplear un relé diferencial de alta potencia con transformador toroidal para intensidad nominal de 270,633 A, el cual, el de intensidad inmediatamente superior normalizada es de 400 A.

El relé diferencial de protección para supervisión de fugas de corriente determinado a emplear en la instalación presenta las siguientes características:

- Sensibilidad: 0,03 A hasta 30 A
- Tensión Alimentación: 220-240 V_{AC}
- Tensión de monitorización: hasta 1.000 V_{AC}
- Modelo: Vigirex RH99M
- Marca: Schneider®



Ilustración 15: Relé diferencial de supervisión de fugas. (Fuente: Schneider®).

El transformador toroidal por emplear presenta las siguientes características:

- Intensidad nominal: 400 A
- Tensión nominal de aislamiento: 1.000 V
- Relación de transformación: 1/1.000
- Diámetro interior: 196 mm
- Modelo: VigiPact SA200
- Marca: Schneider®



Ilustración 16: Transformador toroidal. (Fuente: Schneider®).

En el caso de las protecciones contra sobrecargas en la instalación y/o cortocircuitos, se emplearán interruptores automáticos de caja moldeada con las siguientes características:

- Número de polos: 3
- Capacidad de corte: 36 kA en 800 V_{AC}
- Corriente nominal: 320 A
- Protección: Magnetotérmica
- Modelo: EasyPact Solar MCCB 400
- Marca: Schneider®



Ilustración 17: Interruptor automático NSX630H. (Fuente: Schneider®).

Cada uno de los inversores tendrá instalado uno de cada estos dispositivos, siendo el total de conjuntos de módulos de relé diferencial con toroidal e interruptor automático en la caja moldeada de 38, estando instalados en una caja/cuadro/armario secundario con protección IP mínima de 66.

Se ubicarán física y eléctricamente, entre el embarrado y el inversor.

5.26. Tomas de puestas a tierra de los diferentes componentes de la instalación.

Para la sección de conductor de puesta a tierra de la instalación se va a seguir la *Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión 18 (ITC-BT-18)* del *REBT*, la cual especifica que todos los elementos de tipología eléctrica se deben de encontrar diseñados y conectados con una puesta de tierra (mediante el empleo de cableado conductor), dando así fiabilidad en el funcionamiento de los diferentes componentes de protección eléctrica de dicha instalación y reduciendo la posibilidad de que ocurran fallos y/o averías en la instalación.

Las tomas de tierra de la instalación pueden ser entre otras: placas, picas, conductores desnudos, mallas de carácter metálico, etc.

El diseño del conductor que une las diferentes partes metálicas de los componentes de la instalación (marcos de módulos fotovoltaicos, estructura metálica de soporte, inversores, etc.) con la propia toma de tierra, se realiza en base a la sección del cableado conductor de fase, que en el presente proyecto existen las siguientes secciones:

- 4 mm² en el conductor de unión entre módulos fotovoltaicos y entre strings de módulos fotovoltaicos y cajas primarias.
- 16 mm² entre algunas de las cajas primarias y los inversores correspondientes.
- 35 mm² entre algunas de las cajas primarias y los inversores correspondientes.
- 70 mm² entre los diferentes inversores y las respectivas cajas secundarias.
- 70 mm² para formar conductores de fases de mayor sección entre las diferentes cajas secundarias y el embarrado.

Según la *ITC-BT-18* y la *ITC-BT-19*, se consideran las siguientes condiciones para el diseño de dicho conductor:

$$\begin{aligned} S \leq 16 \text{ mm}^2 &\rightarrow S_{\text{tierra}} = S_{\text{fase}} \\ 16 \text{ mm}^2 < S \leq 35 \text{ mm}^2 &\rightarrow S_{\text{tierra}} \geq 16 \text{ mm}^2 \\ S \geq 35 \text{ mm}^2 &\rightarrow S_{\text{tierra}} \geq \frac{S_{\text{fase}}}{2} \end{aligned}$$

Ecuación 143: Condiciones para el diseño del conductor de tierra entre los elementos de la instalación eléctrica y la puesta a tierra según ITC-BT-18 e ITC-BT-19. (Fuente: REBT).

Por tanto, en base a las condiciones anteriormente expuestas, se determinan las siguientes secciones de conductores para los diferentes tramos de la instalación:

- Conductor de fase con sección 4 mm²: Sección de conductor de puesta a tierra de 4 mm².
- Conductor de fase con sección 16 mm²: Sección de conductor de puesta a tierra de 16 mm².
- Conductor de fase con sección 35 mm²: Sección de conductor de puesta a tierra de 35 mm².
- Conductor de fase con sección 70 mm²: Sección de conductor de puesta a tierra de 70 mm².

Es decir, se van a emplear el mismo calibre de sección de conductor de puesta a tierra que de conductor de fase todas ellas de cobre.

Respecto al tipo de puesta a tierra, se empleará cable de conductor desnudo en forma de anillo de sección de 70 mm² enterrado a 3 m de profundidad con una separación entre las diferentes tomas de tierra así conformadas de 2 m.

5.27. Varistores para sobredescargas en las cajas primarias y secundarias.

Para la protección contra sobredescargas espontáneas en la instalación fotovoltaica, se emplearán varistores en base al *REBT* según su *ITC-BT-23* y las normas *UNE-EN 61643-11* y *UNE-HD 606364-5-534* de Tipo 3 o Clase III (protección para equipos sensibles).

Las características eléctricas que debe de tener el modelo de varistor empleado son las siguientes:

- Tensión máxima de funcionamiento continua: mayor a 800 V.

- Tensión de protección: inferior a 1.500 V para los ubicados en las cajas primarias e inferior a 800 V para las respectivos de las cajas secundarias.
- Corriente nominal de descarga: mayor a 5 kA.

Los diferentes varistores de la instalación se encontrarán conectados entre los diferentes conductores de fase y de tierra de la instalación.

5.28. Centro de transformación.

Para la elevación de la tensión de baja tensión a media tensión de la instalación fotovoltaica, se instalarán transformadores para convertir la BT en MT, mediante el empleo de los siguientes equipos relacionados:

CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADORES	
POLYLUX TTFW1000 BT/MT	
POTENCIA (kVA)	1.000
TENSIÓN ENTRADA (V)	800
TENSIÓN SALIDA (V)	400
FRECUENCIA (Hz)	50/60
GRADO PROTECCIÓN IP	23
DIMENSIONES (mm)	1.815x1.010x1.800
CONEXIÓN	TRIFÁSICA
CANTIDAD	19

Tabla 31: Características de los transformadores BT/MT a emplear. (Fuente: Polylux).

A cada uno de estos 2 transformadores, desde el embarrado le llegará la energía eléctrica procedente de 2 inversores. Dichos transformadores se ubicarán en el interior de una caseta prefabricada de hormigón para alojamiento de equipos y componentes eléctricos, los cuales conformarán el centro de transformación de la instalación fotovoltaica, para desde este punto, partir al centro de transformación de MT/AT de la central hidroeléctrica para su volcado a la red de distribución a la vez que a la propia central hidroeléctrica para autoconsumo energético.

La caseta para centro de transformación será prefabricada de hormigón, de superficie con las siguientes características y especificaciones para la ubicación en su interior de los transformadores anteriormente descritos:

CARACTERÍSTICAS CASETA PREFABRICADA			
OMARZABAL PFU-7		OMARZABAL PFU-4	
MATERIAL DE FABRICACIÓN	ENVOLVENTE MONOBLOQUE DE HORMIGÓN ARMADO	MATERIAL DE FABRICACIÓN	ENVOLVENTE MONOBLOQUE DE HORMIGÓN ARMADO
CONEXIONES	INTERCONEXIONES DIRECTAS POR CABLE DE BT Y MT	CONEXIONES	INTERCONEXIONES DIRECTAS POR CABLE DE BT Y MT
PROFUNDIDAD EXCAVACIÓN	ENTRE 560 Y 600 mm SEGÚN CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO	PROFUNDIDAD EXCAVACIÓN	ENTRE 560 Y 600 mm SEGÚN CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO
NORMATIVA	IEC 62271-202	NORMATIVA	IEC 62271-202
DIMENSIONES (mm)	8.080x2.380x3.240	DIMENSIONES (mm)	4.460x2.380x3.204
PESO (kg)	29.090	PESO (kg)	13.465
TRANSFORMADORES QUE PUEDE ALBERGAR EN BASE A DIMENSIONES	8	TRANSFORMADORES QUE PUEDE ALBERGAR EN BASE A DIMENSIONES	3
CANTIDAD	2	CANTIDAD	1

Tabla 32: Características de casetas prefabricadas de hormigón para albergar transformadores (Fuente: Omarzábal).

5.29. Sistema de flotación de la instalación fotovoltaica.

El sistema de flotación que se va a emplear para los módulos fotovoltaicos de la instalación es el sistema *Isifloating®*, el cual es un sistema modular de flotación

que permite ir uniendo los diferentes módulos mediante el empleo de tornillería tipo AISI 306, el cual se encuentra formado por 2 flotadores: el principal, que posee un ángulo de inclinación de 5° capaz de soportar un peso en flotabilidad de hasta 240 kg por módulo; y el secundario, con inclinación de 0° y capacidad portante en flotación de 157 kg/m², al cual pueden anclarse estructuras o soportes mediante tornillería.

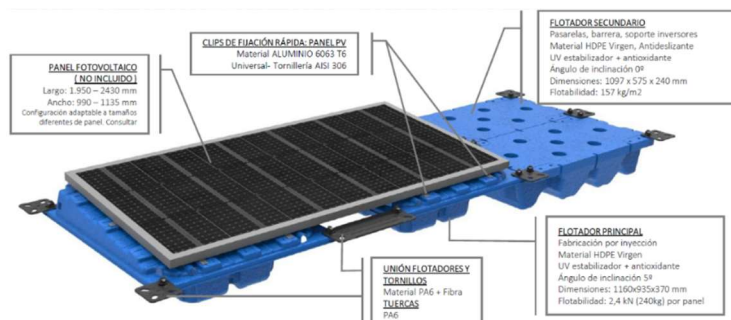


Ilustración 18: Características principales sistema de flotación fotovoltaico Isifloating. (Fuente: Isifloating).

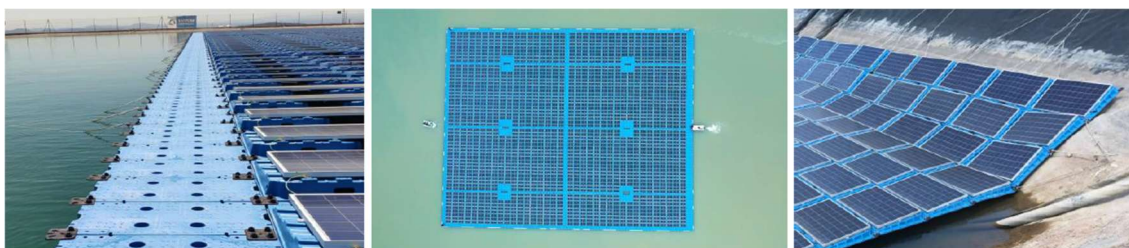


Ilustración 19: Diferentes instalaciones fotovoltaicas flotantes mediante el empleo del sistema de flotación Isifloating®. (Fuente: Isifloating®).

Entre las características ventajosas que presenta este sistema se encuentran las siguientes: las piezas de flotación presentan un espesor mínimo de 3 mm en cualquiera de sus partes; permiten el acceso a cualquier punto de la instalación andando facilitando las labores de montaje y de mantenimiento; se adapta a los diferentes niveles de altura que pueda alcanzar de la masa de agua; es totalmente modulable, permitiendo futuras ampliaciones; fácil montaje y rapidez de instalación con herramientas simples; permite la refrigeración de la instalación aumentando su rendimiento; reduce la evaporación de agua; disminuye la proliferación de algas así como minimiza el impacto ambiental y visual.



Ilustración 20: Instalación fotovoltaica flotante de Sierra Brava, Cáceres (Fuente: Isifloating).

Para el presente sistema de flotación fotovoltaico, se fijará la estructura metálica de 32° diseñada en el plano 6 de inclinación sobre el sistema flotante Isifloating®, a la cual se anclarán los diferentes módulos fotovoltaicos para la optimización de

la captación de energía solar en la instalación mediante el empleo de tornillería AISI 306 que es la adecuada por normativa a entornos húmedos y acuáticos

Para cada una de las estructuras metálicas de aluminio soportantes de los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta las dimensiones de cada pieza de flotación (1.160x935 mm), serán necesarios 2,10 piezas de flotación, por lo que serán necesarias 40.793 piezas.

Esta isla fotovoltaica se encontrará anclada a la orilla del embalse mediante el sistema de amarre **SEAFLEX®**, que es un sistema elástico en base a acero inoxidable, caucho y cuerda trenzada en poliéster que facilita la estabilidad de la estructura flotante con variaciones mayores a 35 m absorbiendo los esfuerzos que se puedan generar en la misma a la vez que reduciendo la tensión en dicha estructura. Cada una de las gomas que conforman el amarre, es capaz de soportar hasta 10 kN de fuerza de tensión pudiendo instalarse en un mismo amarre hasta 24 gomas a la vez que duplicar su longitud.



Ilustración 21: Sistema de amarre SEAFLEX con 2 gomas. (Fuente: SEAFLEX).

Este sistema se puede anclar al fondo del embalse para dejar la estructura fotovoltaica flotante fijada y evitar o reducir desplazamientos sobre la lámina de agua. En este caso, se emplearán 5 bloques de hormigón de 1 m³, los cuales se encontrarán en el fondo del embalse a los que se lastrará el sistema de flotación para reducir su rango de desplazamiento sobre el mismo.

CAPÍTULO 6. PLIEGO DE CONDICIONES

6.1. Objetivo.

El presente Pliego de Condiciones establece las normas, estipulaciones y requerimientos mediante los cuales se va a ejecutar y desarrollar la instalación desarrollada en el presente proyecto.

6.2. Ámbito del Pliego de Condiciones.

Este presente pliego se aplicará a las instalaciones fotovoltaicas con conexión a red de autoconsumo con conexión a red.

Será también el documento base en el cual deberán de apoyarse todos y cada uno de los actores implicados en el desarrollo del presente proyecto fotovoltaico, ya sean diseñadores, desarrolladores o cualquier tipo de persona que se vincule de forma laboral al mismo para su correcto desarrollo y ejecución durante el tiempo que dure la obra y puesta en marcha del proyecto.

Este pliego busca alcanzar el objetivo de desarrollar y finalizar con éxito el desarrollo y ejecución de la instalación fotovoltaica dimensionada.

6.3. Cronograma y plazos de ejecución y desarrollo del proyecto.

A continuación, en el siguiente diagrama de Gantt, se muestra los principales hitos y fases de desarrollo de la instalación fotovoltaica en base a una planificación temporal de la ejecución de este:

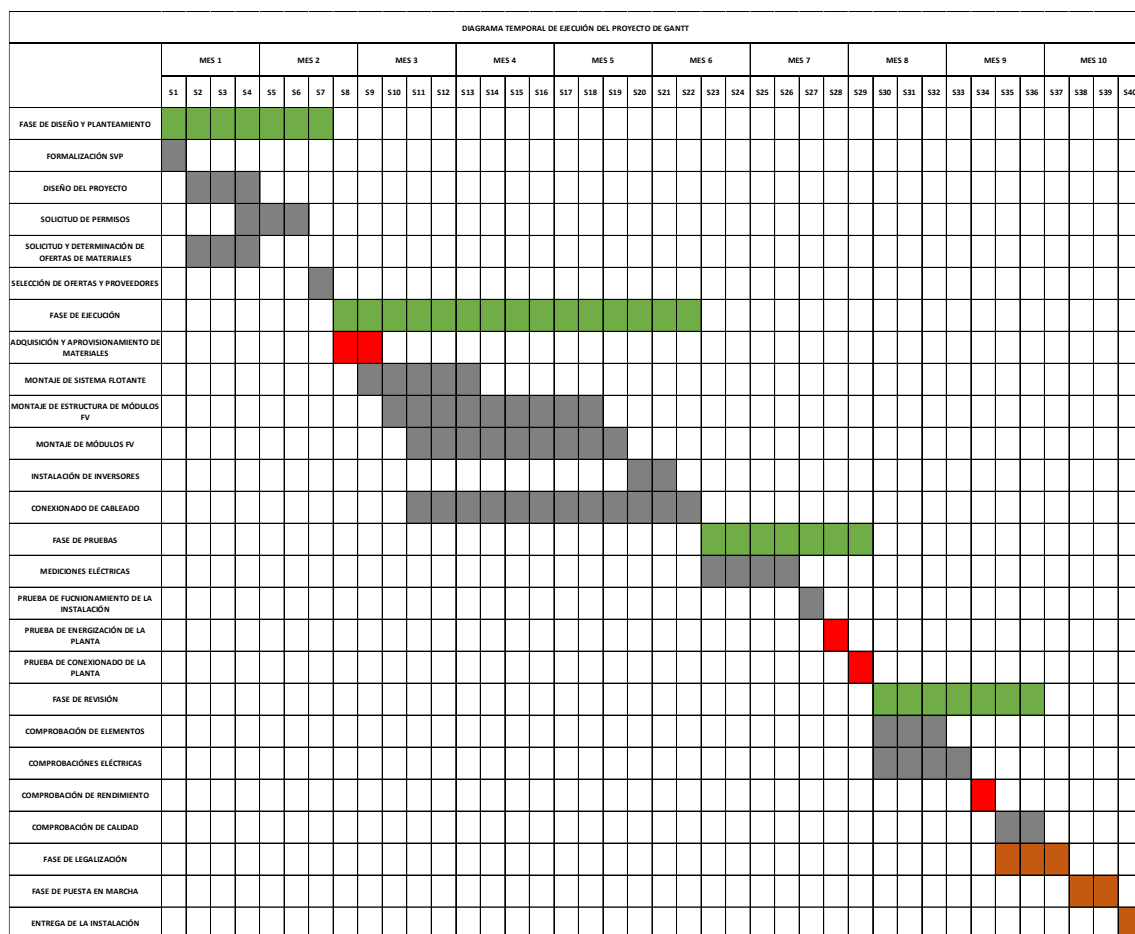


Gráfico 11: Cronograma temporal de Gantt del desarrollo del proyecto. (Fuente: Elaboración propia).

Las fases principales del proyecto son las descritas a continuación y que aparecen en el diagrama temporal de Gantt superior:

1) Fase de diseño y planteamiento (7 semanas):

- Formalización de la SVP: firma de los contratos necesarios y de las escrituras para la formalización de la Sociedad Vehículo de Proyecto con la cual se va a acometer la instalación.
- Diseño del proyecto: desarrollo del documento técnico del proyecto.
- Solicitud de permisos: tramitación con las administraciones correspondientes de los documentos necesarios para el desarrollo del proyecto.
- Solicitud y determinación de ofertas de materiales: solicitud a diferentes proveedores de precio y presupuesto de los diferentes componentes del proyecto.
- Selección de ofertas y proveedores: elección de componentes y proveedores en base a la relación calidad-precio.

2) Fase de ejecución (15 semanas):

- Adquisición y aprovisionamiento de materiales: fase crítica en la cual los proveedores remiten a la SVP todos los materiales necesarios para la ejecución de la instalación fotovoltaica. Es una fase crítica.

- Montaje del sistema flotante: instalación del sistema de flotación (isla) sobre la cual se va a montar la estructura metálica, los correspondientes módulos fotovoltaicos e inversores.
- Montaje de estructura de módulos fotovoltaicos: instalación del soporte metálico de 37° de inclinación anclado al sistema flotante sobre el que se van a fijar los diferentes módulos. No puede iniciarse hasta 1 semana después del inicio del montaje del sistema de flotación.
- Montaje de módulos fotovoltaicos: instalación de módulos fotovoltaicos sobre la estructura metálica. No puede iniciarse hasta 1 semana después del inicio de instalación de la estructura sobre la que van a ser fijados.
- Instalación de inversores: fijación de los diferentes inversores de la instalación en los puntos determinados.
- Conexión de cableado: instalación de los diferentes conductores eléctricos de la instalación.

3) Fase de pruebas (7 semanas):

- Mediciones eléctricas: realización de todas aquellas comprobaciones de parámetros eléctricos (intensidad, tensión, valor de resistencia de puesta a tierra, etc.) necesarias para el funcionamiento seguro de la instalación.
- Prueba de funcionamiento de la instalación: realización de simulación de funcionamiento normal de la planta. Es una fase crítica.
- Prueba de conexión de la planta: realización de comprobación y obtención de valores eléctricos totales de la planta en funcionamiento.

4) Fase de revisión (7 semanas):

- Comprobación de elementos: supervisión e inventariado de todos los elementos que se hallan en la planta y que se corresponden con lo proyectado.
- Comprobaciones eléctricas: nuevas mediciones de parámetros eléctricos aleatorios en componentes y de parámetros generales de la instalación de cara a la certificación de calidad de la misma.
- Comprobación de rendimiento: realización de prueba para la obtención de los valores de rendimiento eléctrico de la instalación. Fase crítica.
- Comprobación de calidad: certificación en base a las pruebas realizadas de que la planta presenta valores de calidad adecuados a las normativas.

5) Fase de legalización (3 semanas): legalización del proyecto de la instalación respecto a la administración pública competente mediante la presentación de documentación y visitas a planta necesarias.

6) Fase de puesta en marcha (2 semanas): arranque de funcionamiento definitivo de la instalación fotovoltaica para su producción energética.

7) Entrega de la instalación (1 semana): coordinación con propietario y mantenedor final para la entrega de la instalación por parte de la SVP.

6.4. Especificaciones técnicas de los componentes.

Todos los componentes y elementos utilizados para el montaje de la instalación han de cumplir con las diferentes normativas de calidad nacionales e internacionales que garanticen su correcto funcionamiento en las condiciones a las que van a ser sometidas a lo largo de su vida útil, entre las que se encuentran, entre otras:

- ISO 9001
- ISO 14001
- ISO 45001
- Normativa RoHS Compliant
- IEC/EN 60269-1
- IEC/EN 60296-6
- IEC 61215
- IEC 61683
- IEC 61730
- IEC 62109 1/-2
- IEC 62941
- IEC 60947-2
- IEC 60947-4-1
- IEC 60664-1
- IEC 60529
- IEC 62262
- EN 50549-2

6.4.1. Módulos fotovoltaicos.

Se va a emplear un módulo bifacial modelo JAM66D45-63/LB de la marca JASOLAR® monocristalino conformado por 132 células fabricado en China por su alto rendimiento (desde un 23,3 % hasta un 26 %) y a su nivel IP68, que lo hace apto para su empleo en fotovoltaica flotante.

La potencia pico de dicho módulo es de 630 W en un rango de temperaturas comprendido entre -45 °C y +85 °C con tamaño 2.382x1.134x30 mm y peso de 33,1 kg. El doble acristalamiento para bifacialidad permite aumentar hasta en un 6,3 % el rendimiento anual de producción energética.

6.4.2. Estructura metálica.

El soporte metálico por emplear con inclinación de 32° (adicionales a los 5° del sistema de flotación) con el consiguiente ángulo de inclinación determinado de 37° para maximización del rendimiento energético, será fabricado en acero en bastidor con soporte triangular apto para uso en entornos con humedad, llevando el mismo el tratamiento anticorrosivo adecuado correspondiente.

6.4.3. Inversores.

Se ha seleccionado el inversor modelo SUN2000-330KTL-H1 de la marca HUAWEI® fabricado para uso en Europa con rendimiento superior al 98,80 % y potencia máxima de entrada en la parte de corriente continua de 330.000 W con salida de cableado trifásica y de tierra para uso en frecuencia de red 50 Hz y grado de protección IP66, siendo apto para su uso en entornos húmedos.

6.4.4. Sistema de flotación.

El sistema de flotación seleccionado para formar la isla flotante sobre la que se ubicará e instalará la instalación en el embalse es el *Isifloating*® de la empresa española *Isigenere*® el cual permite la fijación de estructura y módulos fotovoltaicos a esta mediante anclaje por tornillería.

Este sistema presenta dos partes: flotador primario (sobre el que se ancla la estructura) y secundario (que se encuentra en contacto con la lámina de agua).

Tiene una flotabilidad de hasta 240 kg/m² fabricado en HDPE con tratamiento antioxidante y contra la radiación solar.

Dicho sistema se fijará a la orilla del embalse mediante 3 tensores con el sistema sueco *SEAFLEX*® y al fondo del embalse, mediante el mismo sistema a bloques de hormigón de 1 m³ con 1 tensor en cada bloque (PLANO 9).

6.4.5. Conductores eléctricos.

Se va a emplear cableado de diferentes secciones que se han calculado en el Capítulo 5 del presente proyecto con las secciones correspondientes que cumplan con la normativa vigente. En los tramos de cableado, se ha dejado longitud extra de mismo en previsión de futuras necesidades.

6.4.6. Protecciones eléctricas.

Como protecciones, se va a emplear en la parte de corriente continua fusibles con los correspondientes portafusibles, varistores contra sobredescargas en cada una de las cajas (primarias y secundarias). Mientras, en la parte de corriente alterna se va a emplear relés de supervisión diferencial con toroidal e interruptores magnetotérmicos de caja moldeada.

Todas las partes metálicas de la instalación se encontrarán conectadas equipotencialmente a la toma de tierra de la planta fotovoltaica.

6.4.7. Centro de transformación.

Se emplearán los transformadores dimensionados en el correspondiente apartado ubicados según lo expuesto en las 3 casetas de hormigón prefabricadas las cuales se integrarán arquitectónicamente y estéticamente con el paisaje y ambiente que las rodea para reducir el impacto ambiental visual que pudiera causar.

6.4.8. Otros componentes.

Serán todos aquellos correspondientes a las cajas de conexionado primarias y secundarias, embarrados, armarios, tornillería y demás que siempre deben cumplir con el grado de protección necesario para su uso en entornos húmedos (mínimo IP66) así como garantizar la vida útil de los mismos de acuerdo con las normativas e instrucciones técnicas vigentes.

6.5. Prevención de Riesgos Laborales.

Toda la seguridad relativa al desarrollo de las diferentes actividades que sean necesarias, serán llevadas a cabo respetando la legislación y de acuerdo con la normativa de Prevención de Riesgos Laborales para la protección de todos y cada uno de los trabajadores del proyecto, así como, de los empleados de las empresas subcontratadas que puedan participar en el mismo. Los riesgos que puedan presentarse o existir durante la realización del proyecto, deberán de ser identificados, valorados y estudiados antes y durante la ejecución de los trabajos a la vez que evitados, y en caso de no poder evitarlos, minimizados y acotados.

Todos los trabajadores deberán hacer uso de los EPIs necesarios de manera obligatoria, así como se instalará la cartelería necesaria y medidas de protección en aquellos puntos donde existe o riesgos para cualquier persona involucrada en la obra.

Se ha de cumplir con la siguiente normativa y leyes en Prevención de Riesgos Laborales:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el reglamento de los Servicios de Prevención.
- Directiva Comunitaria Europea 89/391/CEE.

Todos los trabajadores y personal involucrado en el proyecto deberán de estar dados de alta en el régimen de seguridad social, tener contrato en vigor, los cursos y capacitación y cualificación profesional necesaria para el desarrollo de sus labores, así como deberán contar con los seguros necesarios laborales, tanto el empleado como la empresa, que la ley exija.

6.6. Ejecución del proyecto.

Todas las actividades de ejecución y desarrollo de la instalación fotovoltaica flotante se realizarán de acuerdo con el presente proyecto bajo la supervisión, dirección y coordinación del director de Obra designado para ello, el cual es el técnico facultativo responsable de la misma. Este se apoyará y delegará en los respectivos jefes de Obras designados para cada una de las partidas de la instalación a ejecutar que supervisará y coordinará junto con a los Encargados de estas.

En todo momento, existirá un Coordinador de Seguridad y Salud asignado al proyecto que será el responsable de la Prevención de Riesgos Laborales asociada al proyecto vigilando en todo momento que se lleven de manera adecuada y con seguridad las diferentes actividades que se pudieran ejecutar.

6.7. Gestión de Residuos.

Todos aquellos residuos que se puedan generar durante la ejecución de los trabajos relativos a la instalación proyectada se gestionarán respetando las normativas nacionales e internacionales de respeto al medioambiente.

Se llevará a cabo una política de reducción y/o erradicación de contaminación derivada del proyecto mediante el reciclaje, reutilización y reducción de residuos y/o materiales empleados. Para ello, se priorizará el uso de materiales respetuosos con el medioambiente y con baja huella de carbono.

La normativa que regirá dicha gestión será la siguiente:

- Ley 7/2002, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.
- Real Decreto 208/2022, de 22 de marzo, sobre las garantías financieras en materia de residuos.
- Real Decreto 952/1997, por el que se modifica el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986 Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.
- Real Decreto 993/2022, de 29 de noviembre, por el que se adoptan medidas de control para la importación de aparatos eléctricos y electrónicos, pilas y acumuladores procedentes de terceros países.
- Real Decreto 27/2021, de 19 de enero, por el que se modifican el Real Decreto 106/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos; y el Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.

- Real Decreto 1055/2022, de 27 de diciembre, de envases y residuos de envases.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de residuos de construcción y demolición.
- Orden APM/1007/2017, de 10 de octubre, sobre normas generales de valorización de materiales naturales excavados para su utilización en operaciones de relleno y obras distintas a aquellas en las que se generaron.
- Real Decreto 553/2020, de 2 de junio, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado.

CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

7.1. Objeto.

Este capítulo tiene por objeto analizar el impacto medioambiental de la presente instalación de fotovoltaica en la ubicación en la cual se ha proyectado.

7.2. Impacto en la flora.

No provoca alteraciones o modificaciones de la flora de la ubicación o entorno del emplazamiento al tratarse de un sistema flotante situado sobre la lámina de agua sobre un embalse artificial.

7.3. Impacto en la fauna terrestre.

No tiene impacto sobre la fauna de tipo terrestre, salvo aquellas que pudieran emplear el embalse como abrevadero para beber agua que, en este caso, podrán seguir accediendo al mismo con dicho objetivo al solo emplear una parte proporcional de la orilla del embalse para el trazado de los conductores hasta la caseta de transformadores.

7.4. Impacto sobre la fauna acuática.

No se produce impacto al tratarse de un embalse de carácter artificial y no existir especies autóctonas en el mismo, salvo aquellos individuos que se hayan podido introducir por acción del ser humano. En este caso, al ocupar una proporción pequeña de la superficie del embalse y sobre la lámina de este, es mínimo el posible daño que se pueda llegar a causar.

7.5. Impacto sobre la fauna voladora.

La fauna voladora podrá seguir empleando el embalse como abrevadero para beber agua en la zona en la que no se ubica la instalación, siendo mínimo el daño que se puede causar sobre ella.

7.6. Impacto acústico y visual.

Respecto al impacto acústico, se reduce al que puedan provocar los transformadores ubicados dentro del Centro de Transformación ubicado en la caseta prefabricada debido a las corrientes electromagnéticas que se producen, pero cuyo sonido será atenuado por las paredes de dicha caseta, las cuales se encuentran diseñadas para ello.

El impacto visual es mínimo debido al reaprovechamiento de una infraestructura artificial creada por el ser humano para abastecimiento de agua, así como almacenamiento energético en forma de energía potencial en una central hidroeléctrica, con lo que no se genera un impacto extraordinario adicional al ya existente.

En el caso de las casetas prefabricadas de hormigón para albergar los transformadores, se integrará estéticamente con el espacio y ambiente en el que se ubicarán para reducir su impacto.

7.7. Residuos.

Para la gestión de residuos y el impacto que pudieran generar, se remite al *Capítulo 6: Pliego de Condiciones*, en el cual se indica las normativa y gestión a realizar con los mismos.

CAPÍTULO 8. PRESUPUESTO Y ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

8.1. Presupuesto del proyecto.

A continuación, se desglosarán por partidas y/o capítulos cada una de las partes del presente proyecto.

8.1.1. Capítulo 1: Instalación eléctrica parte de corriente continua.

CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARTE CORRIENTE CONTINUA					
CÓDIGO	UNIDADES/ MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
JAM66D45-360/LB	UD.	MÓDULO FOTOVOLTAICO MODELO JAM66D45-630/LB MARCA JASOLAR DE 630 W MONOCRISTALINO 132 CÉLULAS BIFACIAL	19.425	94,93 €	1.844.015,25 €
H1Z2Z2 4 mm2	UD.	CONDUCTOR UNIFILAR DE SECCIÓN 4 mm2 1500 V XLPE H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS PARA CONEXIONADO ENTRE STRINGS Y CAJA PRIMARIA EN CC XLPE H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS BOBINA 500 m	114	487,03 €	55.521,42 €
H1Z2Z2 4 mm2 T	m	CONDUCTOR DE SECCIÓN 4 mm2 XLPE TOXFREE H1Z2Z2-K A/V LIBRE DE HALÓGENOS PARA TOMA DE TIERRA EN MÓDULOS FV	570.000	0,69 €	393.300,00 €
H1Z2Z2 16 mm2	m	CONDUCTOR UNIFILAR SECCIÓN 16 mm2 XLPE H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS PARA CONEXIÓN DE CAJA PRIMARIA A INVERSOR EN CC	70.000	3,25 €	227.500,00 €
H1Z2Z2 16 mm2 T	m	CONDUCTOR UNIFILAR SECCIÓN 16 mm2 XLPE H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS PARA TOMA DE TIERRA EN CONEXIÓN DE CAJA PRIMARIA A INVERSOR EN CC	12.500	3,25 €	40.625,00 €
H1Z2Z2 35 mm2	m	CONDUCTOR UNIFILAR SECCIÓN 35 mm2 XLPE H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS PARA CONEXIÓN DE CAJA PRIMARIA A INVERSOR	600.000	7,18 €	4.308.000,00 €
H1Z2Z2 35 mm2 T	m	CONDUCTOR UNIFILAR SECCIÓN 35 mm2 XLPE H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS PARA TOMA DE TIERRA	36.000	7,18 €	258.480,00 €
X1053673	UD.	FUSIBLE ZEMPER ZRVcc (10x85) 20A gpv	1.368	7,82 €	10.697,76 €
CFBHPV1P32	UD.	PORTAFUSIBLE UNIPOLAR WSFH 10x85 1K5V WEIDMÜLLER MONTAJE SOBRE CARRIL DIN	1.368	10,99 €	15.034,32 €
3002-GL	UD.	KIT CAJA ESTANCA 3002-GL FAMATEL 80x80x36 mm	684	48,10 €	32.900,40 €
VARIS	UD.	VARISTOR 1.500 V 5 kA LENTICULAR BOLSA DE 200 UD	150	328,80 €	49.320,00 €
TOTAL CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARTE CORRIENTE CONTINUA:					7.235.394,15 €

Tabla 33: Presupuesto estimado para la instalación eléctrica de la parte de corriente continua.

8.1.2. Capítulo 2: Instalación eléctrica parte de corriente alterna.

CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARTE CORRIENTE ALTERNA					
CÓDIGO	UNIDADES/ MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
SUN2000-330KTL-H1	UD.	INVERSOR TRIFÁSICO HUAWEI SUN200-330KTL-H1 TRIFÁSICO 330 kW 6 MPPT IP66	38	9.295,88 €	353.243,44 €
50441	UD.	TRANSFORMADOR TOROIDAL CERRADO SA 200MM 400 A VIGIPACT DE SCHNEIDER	38	316,00 €	12.008,00 €
56193	UD.	RELÉ DE SUPERVISIÓN DIFERENCIAL VIGIREX RH99M, 30mA A 30 A, 220-240 Vac DE SCHNEIDER	38	656,98 €	24.965,24 €
ARMARIO	UD.	ARMARIO MURAL AISLANTE PLIÉSTER PANELSET PLM 847x636x300 mm DE SCHNEIDER	38	851,70 €	32.364,60 €
WST8810097354	UD.	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CAJA MOLDEADA EASYPACT SOLAR MCCB 400, 3P, 36kA, 800 Vac, 320 A DE SCHNEIDER	38	1.586,87 €	60.301,06 €
52010700	m	CONDUCTOR UNIFILAR DE SECCIÓN 70 mm ² H1Z2Z2-K LIBRE DE HALÓGENOS PARA CONEXIÓN DE PARTE DE CORRIENTE ALTERNA	57.000	17,67 €	1.007.190,00 €
POLYLUX TTFW1000 BT/MT	UD.	TRANSFORMADOR 1.000 kVA 800/400 V TRIFÁSICO IP 23	19	13.988,00 €	265.772,00 €
VARIS	UD.	VARISTOR 1.500 V 5 kA LENTICULAR BOLSA DE 200 UD	40	328,80 €	13.152,00 €
TOTAL CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARTE DE CORRIENTE ALTERNA:					1.768.996,34 €

Tabla 34: Presupuesto estimado para la instalación eléctrica de la parte de corriente alterna.

8.1.3. Capítulo 3: Sistema de flotación Isifloating®.

CAPÍTULO 3: SISTEMA DE FLOTACIÓN ISIFLOATING					
CÓDIGO	UNIDADES/ MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
ISIFLOATING	UD.	SISTEMA DE FLOTACIÓN MODULAR PARA FOTOVOLTAICA CON FLOTADOR PRINCIPAL (1000x1300x400 mm) Y FLOTADOR SECUNDARIO (1238x574x214 mm) ISIFLOATING DE ISIGENERE	40.793	187,00 €	7.628.291,00 €
SEAFLEX	m	SISTEMA DE AMARRE SEAFLEX (10 M) PARA ANCLAJE A ORILLA Y FONDO DE LA ESTRUCTURA FLOTANTE	180	1.300,00 €	234.000,00 €
BOYASEÑAL	UD.	BOYA SEÑALIZACIÓN DE FONDEO CON VARILLA RELLENA DE ESPUMA ALTURA 66 cm COLOR NARANJA	15	118,00 €	1.770,00 €
ESTRUCTCERRAJ	UD.	ESTRUCTURA METÁLICA DE ACERO INCLINACIÓN 37/32° PARA OPTIMIZACIÓN DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA (INCLUIDA TORNILLERÍA)	19.425	67,95 €	1.319.928,75 €
BLOQUEHORMI	UD.	BLOQUE DE HORMIGÓN PARA FONDEO 1 m ³	5	150,00 €	750,00 €
TOTAL CAPÍTULO 3: SISTEMA DE FLOTACIÓN Y ESTRUCTURA:					9.184.739,75 €

Tabla 35: Presupuesto estimado para el sistema de flotación de la instalación.

8.1.4. Capítulo 4: Obra civil para acondicionamiento del terreno e instalación de las casetas prefabricadas.

CAPÍTULO 4: OBRA CIVIL PARA ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO E INSTALACIÓN DE LAS CASETAS PREFABRICADAS					
CÓDIGO	UNIDADES/ MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
LIMPIEZATERRE	m ²	DESBROCES, LIMPIEZA Y ADSECUACIÓN DEL TEREENO DONDE SE VAN A UBICAR LAS CASETAS PREFABRICADAS PARA ALBERGAR LOS TRANSFORMADORES	200	15,22 €	3.044,00 €
MOVIMIENTOTIERR	m ³	EXCAVACIÓN Y MOVIMIENTO DE TIERRAS A CIELO ABIERTO MEDIANTE USO DE MAQUINARIA	200	17,33 €	3.466,00 €
ZANJA	m	REALIZACIÓN DE ZANJAS Y CANALIZACIONES PARA CONDUCTORES MEDIANTE MEDIOS MECÁNICOS	150	20,12 €	3.018,00 €
ZAPATAHORMIG	m ³	REALIZACIÓN DE SOLERA Y ZAPATAS MEDIANTE HORMIGÓN ARMADO PARA UBICAR SOBRE ELLA LAS CASETAS PREFABRICADAS	200	21,12 €	4.224,00 €
OMARZABAL PFU-7	UD.	CASETA PREFABRICADA DE HORMIGÓN ORMAZÁBAL MONOBLOQUE PARA ALOJAMIENTO DE TRANSFORMADORES CON MEDIDAS 8.080x2.380x3.240	2	10.425,33 €	20.850,66 €
OMARZABAL PFU-4	UD.	CASETA PREFABRICADA DE HORMIGÓN ORMAZÁBAL MONOBLOQUE PARA ALOJAMIENTO DE TRANSFORMADORES CON MEDIDAS 4.460x2.380x3.240	1	6.727,36 €	6.727,36 €
TOTAL CAPÍTULO 4: OBRA CIVIL PARA ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO E INSTALACIÓN DE LAS CASETAS PREFABRICADAS:					41.330,02 €

Tabla 36: Presupuesto estimado para la obra civil y las casetas prefabricadas.

8.1.5. Capítulo 5: Realización del proyecto por ingeniería.

CAPÍTULO 5: REALIZACIÓN PROYECTO POR INGENIERÍA					
CÓDIGO	UNIDADES/ MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
PROY. INGEN.	UD.	REALIZACIÓN DE PROYECTO TÉCNICO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE	1	150.000,00 €	150.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 5: REALIZACIÓN PROYECTO POR INGENIERÍA:					150.000,00 €

Tabla 37: Presupuesto estimado para la realización del proyecto técnico.

8.1.6. Capítulo 6: Mano de obra del proyecto.

CAPÍTULO 6: MANO DE OBRA DEL PROYECTO					
CÓDIGO	UNIDADES/ MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
ELECTR	H	MANO DE OBRA DE ELECTRICIDAD	19.200	21,33 €	409.536,00 €
MONTA	H	MANO DE OBRA MONTADORES SISTEMA DE FLOTACIÓN	3.600	24,52 €	88.272,00 €
CERRAJ	H	MANO DE OBRA CERRAJERÍA	10.000	17,63 €	176.300,00 €
TOTAL CAPÍTULO 6: MANO DE OBRA:					674.108,00 €

Tabla 38: Presupuesto estimado de la mano de obra del proyecto.

8.1.7. Presupuesto de ejecución material del proyecto.

DESCRIPCIÓN PARTIDA	PRECIO TOTAL
TOTAL CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARTE CORRIENTE CONTINUA:	7.235.394,15 €
TOTAL CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARTE DE CORRIENTE ALTERNA:	1.768.996,34 €
TOTAL CAPÍTULO 3: SISTEMA DE FLOTACIÓN Y ESTRUCTURA:	9.184.739,75 €
TOTAL CAPÍTULO 4: OBRA CIVIL PARA ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO E INSTALACIÓN DE LAS CASSETAS PREFABRICADAS:	41.330,02 €
TOTAL CAPÍTULO 5: REALIZACIÓN PROYECTO POR INGENIERÍA:	150.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 6: MANO DE OBRA:	674.108,00 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL:	19.054.568,26 €

Tabla 39: Presupuesto de ejecución material estimado para el proyecto.

8.1.8. Presupuesto de ejecución de la contrata.

DESCRIPCIÓN PARTIDA	PRECIO TOTAL
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL:	19.054.568,26 €
GASTOS GENERALES (13%)	2.477.093,87 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	1.143.274,10 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE LA CONTRATA:	22.674.936,23 €

Tabla 40: Presupuesto de ejecución de la contrata estimado para el proyecto.

8.1.9. Presupuesto total del proyecto.

DESCRIPCIÓN PARTIDA	PRECIO TOTAL
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE LA CONTRATA:	22.674.936,23 €
IMPUESTO DEL VALOR AÑADIDO (I.V.A., 21%):	4.761.736,61 €
PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO:	27.436.672,84 €

Tabla 41: Presupuesto total del proyecto estimado.

8.2. Estudio económico del proyecto.

A continuación, se va a realizar un estudio económico acerca de la viabilidad del proyecto en base a los siguientes indicadores: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el plazo o periodo de retorno de la inversión (Payback).

8.2.1. VAN.

El Valor Actual Neto (VAN) es un método dinámico, y por lo tanto tiene en consideración el tiempo y la variabilidad del capital durante el mismo en base al instante que se considera, que permite calcular la rentabilidad que se espera cuando se lleva a cabo una inversión económica mediante la suma de flujos netos de caja que se esperan de dicha inversión en base a la actualización de una tasa de rentabilidad esperada

La ecuación financiera para determinar el VAN de un proyecto es la siguiente:

$$VAN = VA - A$$
$$VAN = -A + \frac{Q_1}{(1+K)} + \frac{Q_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{Q_N}{(1+K)^N}$$

Ecuación 144: Fórmula para el cálculo del VAN del proyecto.

Siendo: A el valor de inversión inicial del proyecto; Q el flujo de caja del proyecto; K la tasa de descuento; N el año o periodo para el cual se calcula el valor.

Mediante el VAN, se puede determinar si un proyecto es rentable y el valor de dicha rentabilidad, ya que:

- Si $VAN = 0$, el proyecto no produce pérdidas, pero tampoco genera beneficios económicos.
- $VAN > 0$, el proyecto genera beneficios económicos.
- $VAN < 0$, el proyecto produce pérdidas económicas.

Considerando una inversión inicial de 27.436.672,84 €, un flujo de caja anual de 1.737.049,60 euros en base a el valor medio de venta monetario de la electricidad generada por la instalación anualmente (de la cual un gran porcentaje es vertido a la red de distribución para su venta y otro más pequeño es el empleado para el autoconsumo de la propia central hidroeléctrica), una tasa de descuento del 7% anual (el cual es un valor conservador para una instalación de esta tipología) y una vida útil de la misma a 30 años, se obtiene un VAN de 3.228.434,62 €.

8.2.2. TIR

La Tasa Interna de Rentabilidad, se obtiene cuando el VAN es cero, siendo la rentabilidad o interés económico que genera el propio del proyecto a lo largo de su vida útil, siendo por tanto el porcentaje de beneficios (si los genera) o pérdida que conlleva la realización del mismo.

Si la rentabilidad del proyecto (r) es mayor que la rentabilidad esperada (k) del mismo, este se podrá realizar, ya que generará beneficios; si por el contrario la rentabilidad del proyecto es menor que la esperada, este se deberá de revisar o abandonar, ya que generará más pérdidas.

La ecuación para calcular la TIR de un proyecto es la siguiente:

$$-A + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_N}{(1+r)^N} = 0$$

Ecuación 145: Fórmula para calcular la TIR de un proyecto.

Siendo: A el valor de inversión inicial del proyecto; Q el flujo de caja del proyecto para el periodo en curso; r la rentabilidad del proyecto; N el año o periodo para el cual se calcula el valor.

La TIR para el presente proyecto es del 4,68 % anual.

8.2.3. Periodo de retorno o Payback.

El periodo de retorno (también llamado plazo de recuperación de la inversión), es el momento temporal exacto en el cual se recupera la inversión realizada, es decir, permite calcular el tiempo que se tarda en recuperar el desembolso económico llevado a cabo para ejecutar el proyecto, cuando los ingresos que genera el proyecto se igualan a los costes del mismo.

En este caso, el Payback del proyecto es de 23,78 años.

8.3. Resumen del estudio económico del proyecto

ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO	
PRESUPUESTO DEL PROYECTO	26.857.921,52 €
ENERGÍA ANUAL MEDIA PRODUCIDA	20.815.453,57 kWh
BENEFICIO ANUAL GENERADO	1.737.049,06 €
TASA DE DESCUENTO ANUAL	7%
VIDA ÚTIL ESPERADA DEL PROYECTO	30 AÑOS
VAN DEL PROYECTO	3.228.434,62 €
RENTABILIDAD DEL PROYECTO	4,68%
PAYBACK DEL PROYECTO	23,78 AÑOS

Tabla 42: Resumen del estudio económico del proyecto.

En base a los datos calculados y expuestos anteriormente, se ha determinado que el Van tiene un valor de 2,721,320,28 € (el cual es mayor a 0), la TIR es del 4,68 %, menor a la tasa de descuento que es del 7% y el periodo de retorno de este es de 25,83 años (punto temporal en el cual se recupera la inversión), valor dentro de los 30 años de vida útil esperada de la instalación fotovoltaica.

CAPÍTULO 9. ANÁLISIS DAFO, FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO Y CONCLUSIONES

9.1. Análisis DAFO-CAME del proyecto.

En el presente apartado, se analizarán tanto de manera interna (fortalezas y debilidades) como externa (oportunidades y amenazas) el presente proyecto desarrollado:



Gráfico 12: Matriz DAFO del proyecto. (Elaboración propia).

1) Debilidades

- **Mantenimiento:** necesidad continua de acciones preventivas y correctivas debido a la ubicación húmeda y flotante del sistema para prevenir corrosiones o hundimientos parciales de la isla flotante, lo que conlleva un OPEX elevado en comparación a una instalación fotovoltaica terrestre convencional.
- **Alto CAPEX:** como se ha desarrollado, el coste de inversión de un proyecto de esta tipología es alto y necesita de la creación de una Sociedad Vehículo de Proyecto (SVP) para poder acometerlo.
- **Limitación de superficie:** debido a la normativa ambiental, no es posible usar más allá del 15% de la superficie del embalse para una instalación fotovoltaica flotante, lo que limita la producción energética.

2) Fortalezas

- **Alta eficiencia:** el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales y la refrigeración que genera el agua del embalse permite aumentar el rendimiento energético de la instalación en comparación con una terrestre con módulos no bifaciales.
- **Reutilización de infraestructura:** uso de una superficie ya ocupada para fines energéticos como es un embalse, lo que permite reducir

el uso de nuevo suelo y grandes movimientos de tierra o inutilización de terrenos de uso agrícola o ganadero.

- Bajo impacto: al ser una energía renovable proyectada en una infraestructura ya existente, reduce el impacto ambiental y la huella de carbono.

3) Amenaza

- Legislación cambiante: en función de la ideología del partido gobernante de la nación o de la comunidad autónoma, pueden sacar nuevas leyes y/o normativas que perjudiquen la producción energética o nuevos impuestos por dicha producción.
- Oposición de grupos de interés: negativa de ciertos sectores sociales (como pueden ser ecologistas o habitantes de las inmediaciones entre otros) que vena como un peligro o riesgo la instalación de la fotovoltaica flotante en el embalse.
- Limitación del precio de venta de energía: debido a la variabilidad del mercado y a la intervención de los diferentes gobiernos, existe la posibilidad de una actuación para la reducción del precio de venta de la energía que perjudicaría el retorno de la inversión del proyecto.

4) Oportunidades

- Apoyo institucional a las EERR: favorecimiento de la administración pública al desarrollo y venta de energía procedente de fuentes renovables, así como desgravaciones fiscales.
- Inestabilidad del precio de combustibles fósiles: la existencia de guerras en diferentes partes del mundo (Ucrania, Palestina o Irán entre otras zonas bélicas) provocan variaciones y aumentos del precio de combustibles fósiles (como el diésel, gasolina o gas) lo que favorece la incursión y venta de energía de origen renovable.
- Mejora del sistema eléctrico: la ampliación de instalaciones de energías renovable favorece el aumento de capacidad de generación energética del sistema.

Mediante el análisis CAME (Corregir, Afrontar, Mantener y Explotar), se puede conseguir mejorar las capacidades y desarrollo de la instalación:

- Corregir: mediante el empleo de mantenimiento predictivo que disminuya el OPEX de la inversión y favorezca la proliferación de este tipo de instalaciones disminuyendo el tiempo de recuperación del CAPEX.
- Afrontar: valorar los posibles cambios de legislación a la vez que mantener reuniones informativas acerca del proyecto con los interesados o afectados por el mismo disminuyendo el coste de mantenimiento (mediante actuaciones predictivas) para enfrentar la posible limitación del precio de venta de la energía.
- Mantener: conseguir que la instalación mantenga una eficiencia alta mediante acciones de mantenimiento adecuadas haciendo énfasis en la sociedad en la reutilización de un espacio no usado y que reduce la superficie de terrestre necesaria enmarcando el bajo impacto medioambiental y el alto impacto positivo tanto en el sector energético como en la población (empleo, disminución coste energía, etc.).

- Explotar: aprovechar los posibles incentivos fiscales y ayudas para las energías renovables mostrando las energías renovables (y en este caso la fotovoltaica) como una alternativa energética viable y respetuosa a los combustibles fósiles con el aumento de capacidad energética del sistema que conlleva.

9.2. Futuras líneas de trabajo.

Para el presente proyecto, existen tres futuras líneas de trabajo, las cuales podrían ampliar de manera eficiente la instalación aquí proyectada:

- 1) Ampliación de la superficie de instalación fotovoltaica flotante.

En caso de que la normativa existente, del *Real Decreto 662/2024, de 9 de julio*, de régimen al que se someten las instalaciones fotovoltaicas flotantes en los embalses de dominio público hidráulico, sea modificada se amplíe la superficie susceptible de ser usada para dicha función, permitiría aprovechar una superficie a priori no utilizada, como es la lámina superficial de agua del embalse, para la ampliación de la instalación fotovoltaica permitiendo aumentar la generación eléctrica (ya sea con destino autoconsumo de la propia central hidroeléctrica o de volcado a la red de distribución para su venta).

- 2) Uso de sistemas de almacenamiento BESS (Battery Energy Storage System o Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías).

Estos sistemas de almacenamiento eléctrico (ya sean de Ion-Litio o Baterías de Flujo), permitirían que la energía generada en tramos horarios de baja demanda (horas valle) pudiese ser conservada para usarla con posterioridad en tramos horarios de alta demanda (horas punta) cuando el sistema tiene un aumento de consumo, así como contribuiría a la gestionabilidad del sistema de la red eléctrica nacional en caso de darse apagones como ocurrió el pasado 28 de abril de 2025, permitiendo una mayor rapidez de respuesta en la recuperación del sistema.

- 3) Generación de hidrógeno verde.

Una tercera vía futura, es el uso del excedente para la generación de hidrógeno verde mediante electrólisis, al estar esta instalación fotovoltaica ubicada en una instalación con abundante presencia de agua como es un embalse (tanto el superior de La Muela II como el inferior de La Muela), lo que permite la generación de dicho vector energético en la propia ubicación de la instalación. Esto sería posible mediante el empleo electrolizadores, donde se generaría el hidrógeno verde para su posterior almacenamiento (ya sea en forma de hidruros metálicos, amoníaco o cualquier otra forma posible) y transporte a centros de consumo para diferentes usos como puede ser la movilidad, energía o industria.

Cualquiera de estas tres líneas futuras de trabajo permite aumentar las posibilidades de uso y de rendimiento energético de una instalación actualmente en funcionamiento reaprovechando una infraestructura energética respetuosa con el medio ambiente y renovable a la vez que prácticamente inagotable, facilitando incluso en un futuro a medio plazo la disminución del coste del suministro energético para los usuarios finales y siguiendo con las líneas dibujadas por la Agenda 2030.

Además, actualmente existe un proyecto de la energética Iberdrola Generación S.A.® denominado La Muela III, consistente en ampliar los 19,6 hm³ del embalse

superior ubicación de este proyecto (La Muela II) a 31,25 hm³ aumentando la potencia de turbinación hasta los 2.236 MW, lo que implicaría ampliar la superficie de embalse y por tanto, lo expuesto en el punto 1 del presente apartado, aumentando por ambas razones la contribución al sistema energético de la infraestructura mediante un sistema de hibridación, en el cual la energía fotovoltaica jugaría un papel importante incluso en el arranque de las diferentes bombas de la instalación para elevar el agua del embalse inferior al superior, disminuyendo la dependencia energética de la central hidroeléctrica de la red de distribución.

9.3. Conclusiones del proyecto.

Debido a la ubicación estratégica seleccionada para instalar la planta fotovoltaica, en la cual apenas existen sombreado de los módulos fotovoltaicos a la vez que existe refrigeración natural de los mismos, permite generar (aproximadamente) 20.815,454 MWh/año, los cuales pueden ser utilizados para autoconsumo en la propia central hidroeléctrica (para iluminación, consumo del sistema de bombeo, etc.) reduciendo la dependencia energética de la red o para volcado y venta a través de la red de distribución.

Todo ello, mediante el empleo de 19.425 módulos fotovoltaicos de 630 W cada uno y 38 inversores de 330 kW sobre un sistema flotante de patente española llamado *Isofloating*® ocupando una superficie aproximada de 174.000 m² del embalse.

Esta instalación ha sido proyectada en base al histórico de datos meteorológicos del lugar para así maximizar el rendimiento de la forma más fiable posible en base a las diferentes normativas de aplicación vigentes, orientándola a un sistema de hibridación junto con la central hidroeléctrica para reducir su dependencia del sistema de distribución energético exterior a la vez que favorecer su autosuficiencia favoreciendo el volcado a la red del excedente energético generado.

Este tipo de proyectos representa un reto técnico para sus diseñadores en lo que a implementación de lo diseñado y concebido en la oficina se refiere para hacerlo viable físicamente, a la vez que eficiente y respetuoso con el medio ambiente siguiendo las expectativas y necesidades que la sociedad actual demanda.

Cómo se ha expuesto en el apartado de presupuesto y estudio económico del proyecto, acometerlo implica una capacidad económica que solo es viable mediante financiación (ya sea privada mediante sindicato bancario o pública con fondos de desarrollo renovables del estado o de la Unión Europea). Su periodo de retorno es a largo plazo dentro de los márgenes temporales que suelen tener esta tipología de proyectos, aunque su rentabilidad (en lo que a economía se refiere) es muy justa, siendo del 4,68 % (inferior al 7%), motivo por el que salvo que una parte de su financiación sea de origen público con motivo del fomento de las EERR y descarbonización del sistema eléctrico, es difícil de llevar a cabo.

El desarrollo futuro de las tecnologías fotovoltaicas (con módulos de mayor rendimiento, de concentración solar o uniones múltiples) que permitan maximizar la radiación solar recibida, permitirá acometer esta tipología de proyectos con un menor CAPEX a la vez que reducir la contaminación ambiental y huella de

carbono del ser humano en el planeta, ya que se espera que su crecimiento tenga una tendencia exponencial y auspiciante.

CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1 M. Moncada, «Energías Renovables,» [En línea]. Available:
] <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-fotovoltaica-produjo-el-10-de-la-20260121>. [Último acceso: 07 03 2026].
- [2 S. Acosta, «Energías Renovables,» [En línea]. Available:
] <https://elperiodicodelaenergia.com/la-solar-fotovoltaica-se-convierte-en-la-primera-fuente-electrica-de-espana-en-2025/>. [Último acceso: 07 03 2026].
- [3 E. Lardizabal, «Energía Estratégica,» [En línea]. Available:
] <https://www.energiaestrategica.com/espana-instalo-88-gw-renovables-en-2025-que-espera-el-sector-para-2026/>. [Último acceso: 08 03 2026].
- [4 C. Yanes, «Iberdrola,» [En línea]. Available:
] <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestro-modelo-innovacion/fotovoltaica-flotante>. [Último acceso: 10 03 2026].
- [5 Naturgy, «Naturgy,» [En línea]. Available:
] https://www.naturgy.es/hogar/blog/energia_solar_flotante. [Último acceso: 11 03 2026].
- [6 T. García-Figueras, «Portal de CESEDEN,» [En línea]. Available:
] https://www.defensa.gob.es/ceseden-/ieee/los_parques_fotovoltaicos_flotantes_una_nueva_frontera_en_la_energia_solar.
- [7 Iberdrola, «Iberdrola,» [En línea]. Available:
] <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica-cortes-la-muela>. [Último acceso: 12 03 2026].
- [8 MITECO, «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico,»
] [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/estado-y-calidad-de-las-aguas/proteccion-eutrofizacion/eutrofizacion-espana.html>.
[Último acceso: 12 03 2026].
- [9 C. Europea, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea].
] Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/. [Último acceso: 13 03 2026].
- [1 ESIOS, «Red Eléctrica de España,» [En línea]. Available:
0] <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>. [Último acceso: 14 03 2026].
- [1 REE, «Red Eléctrica de España,» [En línea]. Available:
1] <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/precio-medio-final>. [Último acceso: 15 03 2026].
- [1 «Eland Cables,» [En línea]. Available:
2] <https://www.elandcables.com/es/cables/photovoltaic-solar-pv1-f-cable>.
[Último acceso: 20 03 2026].

- [1 «Top Cable,» [En línea]. Available:
3] <https://www.topcable.com/es/cable/topsolar-pv-h1z2z2-k/>. [Último acceso: 20 03 2026].
- [1 L. Recio, «Prysmian España,» [En línea]. Available:
4] <https://www.prysmianclub.es/grados-de-proteccion-frente-al-agua-ad-mitos-y-verdades/>. [Último acceso: 15 03 2025].
- [1 A. Alfonso, «Circuito Eléctrico,» [En línea]. Available:
5] <https://circuitoelectrico.com/elementos-proteccion-electrica/fusible/>. [Último acceso: 23 03 2026].
- [1 «Kuka Cable,» [En línea]. Available:
6] <https://www.kukacable.solar/product/Waterproof-Solar-Cable=Hight-performance-solar-cable=57>. [Último acceso: 20 03 2026].
- [1 BOE, Reglamento electrotécnico para baja Tensión, 2002.
7]
- [1 «df Electric,» [En línea]. Available:
8] <https://www.dfelectric.es/es/productos/fusibles-cilindricos-gpv/10x85-fusible-cilindrico-gpv/>. [Último acceso: 27 03 2026].
- [1 «SchneiderElectric,» [En línea]. Available: <https://www.se.com/es/es/>.
9]
- [2 «Solar Huawei,» [En línea]. Available:
0] <https://solar.huawei.com/admin/asset/v1/pro/view/41b49585206f445db6e62c800a9f76ee.pdf>. [Último acceso: 15 03 2026].
- [2 «JA Solar,» [En línea]. Available:
1] <https://www.jasolar.eu/es/productos/jam66d45-lb>. [Último acceso: 21 03 2026].
- [2 Isigenere, «Isifloating,» [En línea]. Available: <https://www.isifloating.com/>.
2] [Último acceso: 25 03 2026].
- [2 Polylux, [En línea]. Available: <https://polylux.com/>. [Último acceso: 06 04 2026].
- [2 «Weidmüller,» [En línea]. Available: <https://eshop.weidmueller.com/es/fh-4wsfh-10x85-1k5v/p/4000002613>. [Último acceso: 06 04 2026].
- [2 IDAE, «Instituto para la Diversificación Energética y Ahorro de la Energía,»
5] [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_con_diciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_02_b0077cba.pdf.
[Último acceso: 10 03 2026].
- [2 Google, «Google Maps,» [En línea]. Available: <https://www.google.es/maps>.
6] [Último acceso: 18 04 2026].
- [2 Ministerio de Hacienda, «Sede Electrónica del Catastro,» [En línea].
7] Available: <https://www.sedecatastro.gob.es/>. [Último acceso: 12 04 2026].

ANEXO I: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

A continuación, se incluyen la siguiente documentación técnica (Datasheets) de los diferentes componentes y elementos que se han empleado para el desarrollo del presente proyecto:

- Módulo fotovoltaico JASOLAR JAM66D45-630/LB
- Inversor fotovoltaico SUN2000-330KTL-H1
- Estructura flotante ISIFLOATING
- Interruptor EasyPact Solar MCCB 400
- Relé diferencial Vigirex RH99M
- Núcleo Toroidal VigiPacT SA200
- Fusible fotovoltaico gPV 492235
- Portafusibles Weidmüller 10X85 1K5V
- Transformador POLYLUX TTFW1000
- Cable conductor solar fotovoltaico H1Z2Z2-K

Harvest the Sunshine

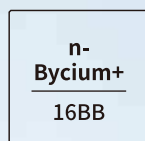
630W



JA SOLAR

JAM66D45 LB n-type Double Glass Bifacial Modules

Premium Cells



MBB Half-Cell
Technology

26%



Cell Conversion
Efficiency

Premium Modules



Higher power
generation better LCOE



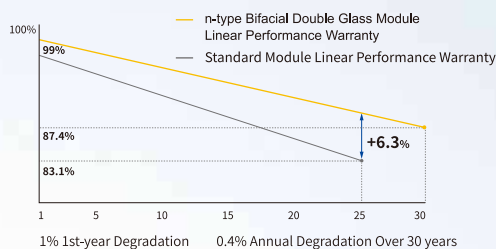
n-type with very
Lower LID



Better Temperature
Coefficient



Better low irradiance
response



12-year product
warranty



30-year linear power
output warranty

Comprehensive Certificates

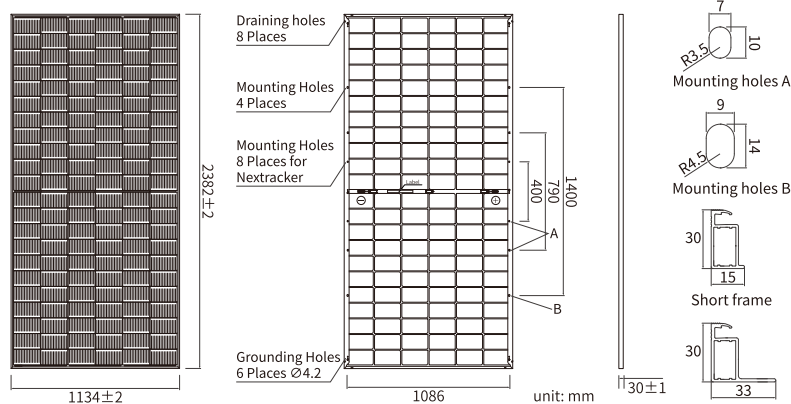
- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



DEEP BLUE 4.0 Pro

JAM66D45 LB

n-type Double Glass Bifacial Modules



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	33.1kg
Dimensions	2382±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB	JAM66D45 -620/LB	JAM66D45 -625/LB	JAM66D45 -630/LB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage (V _{oc}) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	16.00	16.05	16.10	16.13	16.15	16.18
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	15.28	15.34	15.39	15.42	15.45	15.48
Module Efficiency [%]	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1	23.3
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of I _{sc} /α _{Isc}	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

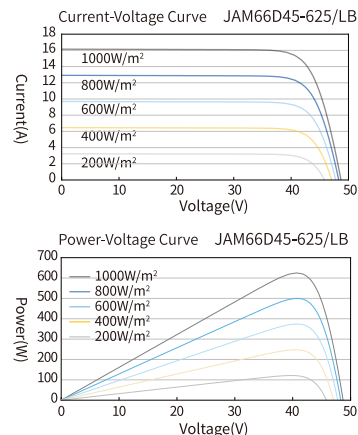
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM66D45 -605/LB	JAM66D45 -610/LB	JAM66D45 -615/LB	JAM66D45 -620/LB	JAM66D45 -625/LB	JAM66D45 -630/LB
Rated Max Power(P _{max}) [W]	653	659	664	670	675	680
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	17.28	17.33	17.39	17.42	17.44	17.47
Max Power Current(I _{mp}) [A]	16.50	16.56	16.62	16.65	16.69	16.72
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.

CHARACTERISTICS



OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality	80%±5%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C



Headquarters

No. 8 Building, Nuode Center, No.1 Courtyard, East Auto Museum Road,
Fengtai District, Beijing
Tel: +86 10 6361 1888 Fax: +86 10 6361 9999
E-mail: sales@jasolar.com marketing@jasolar.com www.jasolar.com

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

Version No. : Global-EN-20241105A

► SUN2000-330KTL-H1

Smart String Inverter

For APAC, LATAM & EUROPE



Max.
Efficiency
≥ 99.0%



Smart
Connector-level
Detection
(SCLD)



Smart
Self-cleaning
Fan
(SSCF)



IP66
Protection



MBUS
Supported



Smart
String-level
Disconnection
(SSLD)

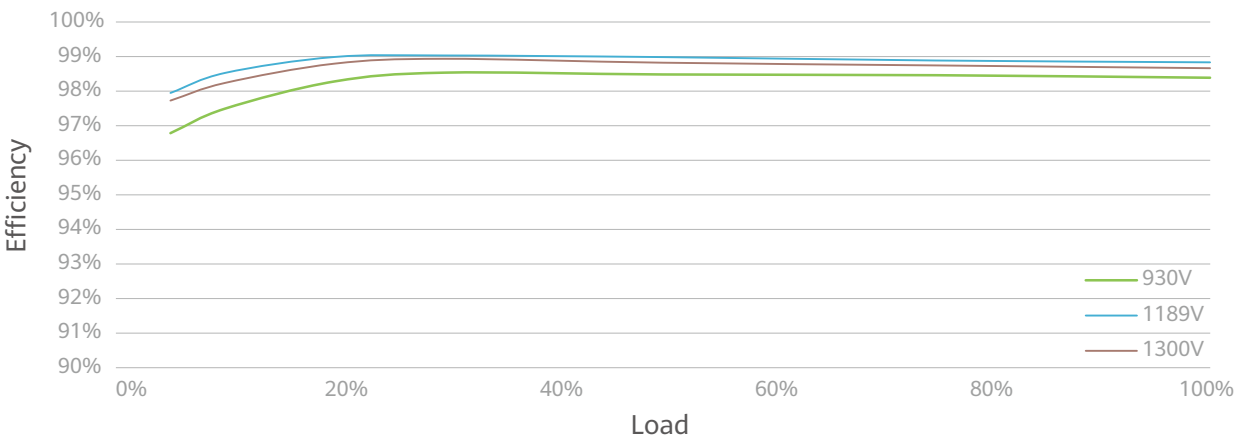


Smart IV Curve
Diagnosis
Supported

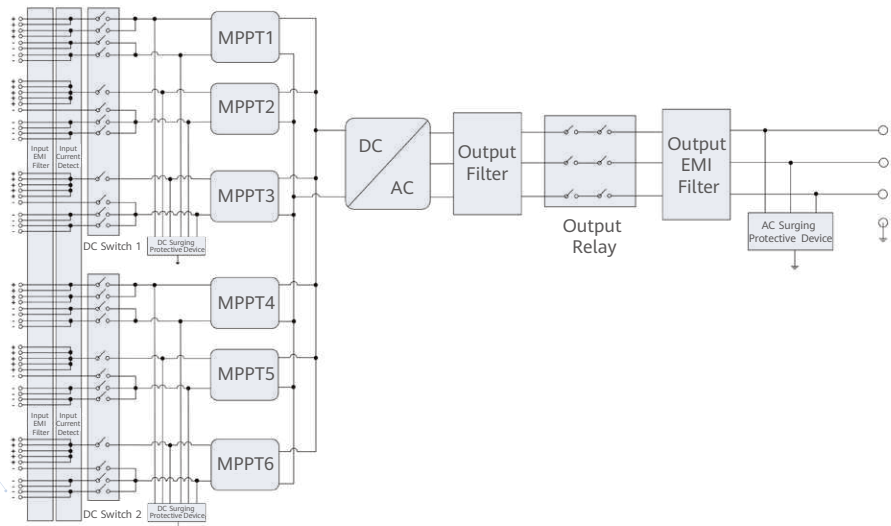


Surge
Arresters for
DC & AC

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.03%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THDi < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

ISIFLOATING: SISTEMA SOLAR FLOTANTE DE ALTA CALIDAD Y DURABILIDAD



Diseñado para instalar plantas solares flotantes en múltiples cuerpos de agua: balsas de irrigación, hidroeléctricas, lagos naturales, plantas de tratamiento de agua, lagos de cantera, granjas de piscicultura y otros

PRINCIPALES BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES



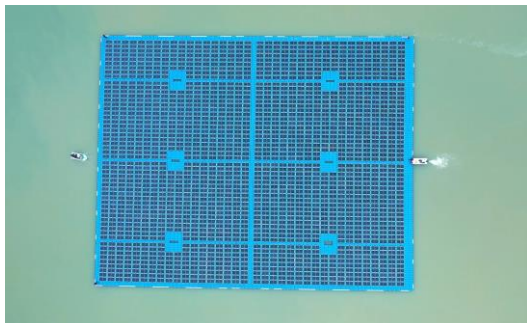
- Aumenta ~ 5-15% la eficiencia energética debido a su efecto de refrigeración
- Produce energía renovable más cerca de donde se consume.



- Reduce ~ 80% la evaporación del agua al cubrir la superficie acuática
- Mejora la calidad del agua, reduciendo algas, y disminuyendo los costes de mantenimiento



- Mantiene el suelo libre para agricultura, ganadería o bosques
- Minimiza el impacto visual





ALTA CALIDAD

- Diseño patentado de doble flotador principal por panel. Producido en HDPE virgen (aditivos contra UV y anti oxidación, 100% reciclable)
- Fabricación por inyección para máxima precisión y por tanto durabilidad
- Espesor mínimo > 2mm del flotador principal, garantía de resistencia y longevidad maximizada
- Máxima velocidad de fabricación (1MWp de flotadores producido en menos de 5 días)



SEGURIDAD

- Acceso fácil y seguro a cualquier panel para limpieza y mantenimiento
- Mayor estabilidad y flotabilidad optimizadas fruto de la experiencia acumulada desde 2009
- Control de calidad y especificaciones de última generación
- Coeficiente aerodinámico optimizado gracias a la inclinación de 5º y el bloqueo del efecto “vela” en la parte trasera del panel



ADAPTABILIDAD

- Acompaña sin desplazarse las variaciones de nivel del agua, incluso hasta asentarse en laderas o en el fondo
- Posibilidad de implantación faseada creciendo con sus necesidades energéticas
- Elevada densidad de potencia instalada por m2
- Soporta vientos fuertes (180 km/h); oleaje de 1 m (más si está equipado con barreras anti-olas) y temperaturas extremas (-20º a 60ºC)



EFICIENCIA EN COSTE

- Logística y almacenaje optimizada por el diseño apilable y encajable (1 MWp ocupa <8 contenedores de 40’)
- Equipos de montaje reducidos sin especialización requerida. Se utilizan solo herramientas y equipos básicos
- Alta velocidad de montaje (1MWp en menos de 15 días con un equipo de 5 personas)
- Limpieza con equipo básico y compatible con limpieza usando robots.

Product datasheet

Specifications



Circuit breaker, EasyPact Solar
MCCB 400, 3P, 36kA at 800VAC,
320A rating, TMD trip unit,
adjustable thermal protection

SOL40F3A320

Main

Range of product	EasyPact Solar MCCB
Product or component type	Circuit breaker
Device short name	MCCB 400
Device application	Distribution
Poles description	3P
Protected poles description	3D
[In] rated current	320 A at 40 °C
[Ue] rated operational voltage	800 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2
Suitability for isolation	Yes conforming to EN/IEC 60947-2
Utilisation category	Category A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	36 kA Icu at 800 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2
Performance level	F 36 kA 800 V AC
Trip unit name	TM-D
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Trip unit protection functions	LI
Control type	Toggle
Circuit breaker mounting mode	Fixed

Complementary

[Ui] rated insulation voltage	1250 V AC conforming to EN/IEC 60947-2
[Uimp] rated impulse withstand voltage	8 kV conforming to EN/IEC 60947-2
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	30 kA at 800 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2
Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	4000 cycles at 800 V In
Power dissipation per pole	26 W
Mounting support	Backplate
Mounting position	Horizontal and vertical
Upside connection	Front
Downside connection	Front
Connection terminals	screw terminals
Connection pitch	40 mm

Disclaimer: This documentation is not intended as a substitute for and is not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific user applications

Protection type	L : for overload protection (thermal) I : for short-circuit protection (magnetic)
Trip unit rating	320 A at 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Adjustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0.7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fixed
Thermal memory	Yes
Instantaneous protection pick-up adjustment type Ii	Adjustable
[Ii] instantaneous protection pick-up adjustment range	6...12 x In
Width (W)	120 mm
Height (H)	205 mm
Depth (D)	105 mm
Product weight	3.5 kg
Colour	Grey (RAL 7015)

Environment

Standards	EN/IEC 60947-1 EN/IEC 60947-2 EN/IEC 60947-2 Annex H
Overvoltage category	III
Pollution degree	3 conforming to IEC 60664-1
IP degree of protection	IP20 conforming to IEC 60529
Ambient air temperature for operation	-10...50 °C
Ambient air temperature for storage	-35...85 °C
Operating altitude	0...2000 m without derating 2000...5000 m with derating

Packing Units

Unit Type of Package 1	PCE
Number of Units in Package 1	1
Package 1 Height	15.500 cm
Package 1 Width	21.800 cm
Package 1 Length	26.000 cm
Package 1 Weight	4.160 kg
Unit Type of Package 2	S03
Number of Units in Package 2	2
Package 2 Height	30.000 cm
Package 2 Width	30.000 cm
Package 2 Length	40.000 cm
Package 2 Weight	9.864 kg

Contractual warranty



Environmental Data

Schneider Electric aims to achieve Net Zero status by 2050 through supply chain partnerships, lower impact materials, and circularity via our ongoing “Use Better, Use Longer, Use Again” campaign to extend product lifetimes and recyclability.

[Environmental Data explained >](#)

[How we assess product sustainability >](#)



Environmental footprint

Total lifecycle Carbon footprint	591 kg CO2 eq.
Carbon footprint of the manufacturing phase [A1 to A3]	39 kg CO2 eq.
Carbon footprint of the distribution phase [A4]	1 kg CO2 eq.
Carbon footprint of the installation phase [A5]	1 kg CO2 eq.
Carbon footprint of the use phase [B2, B3, B4, B6]	532 kg CO2 eq.
Carbon footprint of the end-of-life phase [C1 to C4]	17 kg CO2 eq.
Environmental Disclosure	Product Environmental Profile

Use Better



Materials and Substances

Packaging made with recycled cardboard	Yes
Packaging without single use plastic	No, we have minimized the use of plastic in the packaging in compliance with regulations and considering quality and safety standards
SCIP Number	F488db74-c22d-403c-9d1f-4ebfab1a2454
EU RoHS Directive	Compliant By Exemption
REACH Regulation	Reference contains Substances of Very High Concern above the threshold
Halogen-free status	Halogen free plastic parts product
PVC free	Yes
Silicone-free	No

Use Longer



Lifetime extension

Repair	No
--------	----

Use Again

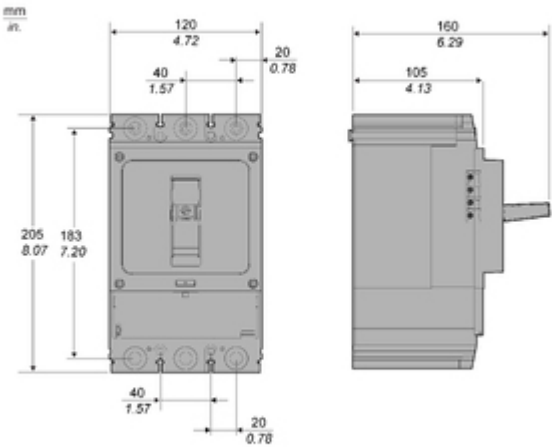


Repack and remanufacture

Recyclability potential, in %	1
End of life manual availability	End of Life Information
Take-back	No
WEEE Label	 The product must be disposed on European Union markets following specific waste collection and never end up in rubbish bins

Technical Illustration

Dimensions



Hoja de características del producto

Especificaciones



residual current monitoring relay,
Vigirex RH99M, 30 mA to 30 A, 220
VAC to 240 VAC 50/60 Hz,
automatic reset

56193

Principal

Gama	VigiPacT
Nombre abreviado del dispositivo	RH99M
Tipo de producto o componente	Monitoring relay ((*))
aplicación del relé	Reles de señalización
Soporte de montaje	Carriil DIN
Tipo de ajuste	Configurable por alimentador
ajuste de tipo de sensibilidad de fugas a tierra de corriente residual	9 regulaciones
Earth-leakage sensitivity	0,03...30 A
Earth-leakage time delay	Instantáneo for 0,03 A 9 ajustes configurables 0...4,5 s for 0,03...30 A
Regulación de sensibilidad	0.03...30 A Alarma
Compatibilidad con sensores de corriente	VigiPacT TOA Toroidales diferenciales cerrados VigiPacT A Toroidales diferenciales cerrados VigiPacT L Toroidales diferenciales cerrados
[Ithe] intensidad térmica convencional en la envolvente	8 A
carga mínima	10 mA en 12 V
[Us] Tensión de alimentación asignada	220...240 V AC 50/60 Hz 55...110 %
Consumo de potencia en VA	4 VA
Monitored distribution system	1000 V - AC en 50/60 Hz - tipo de cable: máximo) 1000 V - AC en 400 Hz - tipo de cable: máximo)
Sistema de conexión a tierra	TT TN-S
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV

Complementario

Función de prueba	Local Prueba remota
monitorización	Componentes electrónicos - tipo de cable: continuo) Alimentación - tipo de cable: continuo) Enlace relé/sensor - tipo de cable: continuo)
Tipo de medición	Medición interna de corriente de fugas a tierra, rango: 80...100 %
Inviolabilidad de los ajustes	Protegido por cubierta precintable

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

Conexiones - terminales	Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,2...2,5 mm² flexible AWG 24...AWG 12 Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,2...2,5 mm² Rígido AWG 24...AWG 12 Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,25...2,5 mm² flexible con terminal AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...2,5 mm² flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...4 mm² Rígido AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...2,5 mm² flexible con terminal AWG 24...AWG 12 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1 mm² flexible AWG 26...AWG 16 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1,5 mm² Rígido AWG 26...AWG 16 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...0,5 mm² flexible con terminal AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1 mm² flexible AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1,5 mm² Rígido AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...0,5 mm² flexible con terminal AWG 26...AWG 16 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...2,5 mm² flexible AWG 24...AWG 12 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...4 mm² Rígido AWG 24...AWG 12 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...2,5 mm² flexible con terminal AWG 24...AWG 12
Longitud de cable pelado para conectar bornas	Alimentación auxiliar: 7 mm para Superior conexión Contactos de defecto: 8 mm para inferior conexión Contactos de test y borna de reset de defecto: 5 mm para inferior conexión Toroidal: 5 mm para Superior conexión Presencia de tensión: 8 mm para inferior conexión
par de apriete	Alimentación auxiliar: 0,6 N.m Superior Contactos de defecto: 0,6 N.m inferior Contactos de test y borna de reset de defecto: 0,25 N.m inferior Toroidal: 0,25 N.m Superior Presencia de tensión: 0,6 N.m inferior
Pasos de 9 mm	6
Normas	EN/IEC 60947-2 Annex M EN/IEC 60755 UL 1053 CAN/CSA C22.2 No. 144
anchura	54 mm
altura	81 mm
profundidad	74 mm
peso del producto	0,3 kg
Grado de protección IP	IP40 en cara frontal: acorde a EN/IEC 60529 IP30 en partes later.: acorde a EN/IEC 60529 IP20 en terminales de conexión: acorde a EN/IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a H
resistencia mecánica	Resistencia al fuego acorde a IEC 60695-2-1 Protección IK 2 joules:IK07 acorde a H Vibraciones 13,2-100 Hz:0,7 g Vibraciones 2-13,2 Hz:+/- 1 mm

Entorno

Categoría de sobretensión	IV
clase de potección contra descargas eléctricas	Clase II

Compatibilidad electromagnética	Emisiones conducidas e irradiadas: B acorde a CISPR 11 Prueba de inmunidad de radio frecuencia conducida: 3 acorde a IEC 61000-4-6 Prueba de inmunidad a las descargas electrostáticas: 4 acorde a IEC 61000-4-2 Susceptibilidad conducida de energía elevada: 4 acorde a IEC 61000-4-5 Susceptibilidad conducida de baja energía: 4 acorde a IEC 61000-4-4 Susceptibilidad radiada: 3 acorde a IEC 61000-4-3
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60664-1
Temperatura ambiente del aire para el funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente del aire para el almacenamiento	-55...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Paquete 1 Altura	7,800 cm
Paquete 1 Ancho	8,600 cm
Paquete 1 Longitud	9,200 cm
Peso del empaque (Lbs)	263,400 g
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	36
Paquete 2 Altura	30,000 cm
Paquete 2 Ancho	30,000 cm
Paquete 2 Longitud	40,000 cm
Paquete 2 Peso	9,882 kg

Información Logística

País de Origen	FR
----------------	----

Garantía contractual

Garantía (en meses)	18
---------------------	----

Schneider Electric tiene como objetivo alcanzar el estado Cero Neto para el año 2050 mediante asociaciones con la cadena de suministro, materiales de menor impacto y circularidad a través de nuestra campaña en curso "Use Better, Use Longer, Use Again" para extender la vida útil y la reciclabilidad de los productos.

[Explicación de los Environmental Data](#) >

[Cómo evaluamos la sostenibilidad de los productos](#) >

 Huella ambiental	
Ciclo de vida total Huella de carbono	66 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de fabricación [A1 a A3]	23 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de distribución [A4]	0 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de instalación [A5]	0.1 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de uso [B2, B3, B4, B6]	43 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de fin de vida [C1 a C4]	0.5 kg CO2 eq.
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto

Use Better

 Materiales y embalaje	
Paquete con cartón de reciclaje	Sí
Embalaje sin plástico	No
Número SCIP	6659807e-6714-4297-b423-3681ec25edb7
Directiva RoHS de la UE	Conforme Con La Exención
Reglamento REACH	La referencia contiene SVHC sobre el umbral
Estado libre de halógenos	Product contains halogen above thresholds
Sin PVC	Sí

Use Longer

 Extensión de vida útil	
Repare	No

Use Again

 Reempaquetar y refabricar	
Potencial de reciclado, en %	10
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
Devolución	Sí
Etiqueta RAEE	 En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Technical Illustration

Assembly's dimensions

Hoja de características del producto

Especificaciones



TORO CERRADO SA 200MM

50441

Principal

Gama	VigiPacT
Nombre abreviado del dispositivo	SA200
Tipo de producto o componente	Toroidales diferenciales cerrados
Función	Supervisión y control de equipos
Compatibilidad de gama	VigiPacT RH10M Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH10P Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH21M Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH21P Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH68M Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH86M Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH86P Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH99M Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH99P Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH197M Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RH197P Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RHU Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RHUs Relé de protección contra corriente residual VigiPacT RMH Relé de protección contra corriente residual
current sensor type	Toroide cerrado de tipo A
[Ie] Corriente nominal de empleo	400 A

Complementario

Relación de transformación	1/1000
Frecuencia de red	50/60 Hz 400 Hz
[Icw] Corriente temporal admisible	85 kA para 0.5 s
Corriente residual de cortocircuito soportada	85 kA / 0.5 s acorde a IEC 60947-2
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1000 V
Categoría de sobretensión	IV
[Uimp] Tensión nominal de resistencia a los impulsos	12 kV
Modo de montaje	Fijo (Cables) Fijo (Placa de montaje) Fijo (Chapa metálica perfilada) Fijo (Placa perforada)
Valor calorífico	7.05 MJ
Conexiones - terminales	Conexión de tornillo 0,22...2,5 mm²
Diámetro	Interior:196 mm
peso del producto	1,32 kg
altura	256 mm

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

anchura	274 mm
profundidad	46 mm

Entorno

Grado de protección IP	Cuerpo, estado 1 IP30 Conectores, estado 1 IP20
Característica medioambiental	Exposición al calor húmedo en servicio, estado 1 Categoría C2, estado 1 48 horas acorde a IEC 60068-2-56 Exposición al calor húmedo fuera de servicio - tipo de cable: 25...55 °C, RH 95 %) , estado 1 28 ciclos acorde a IEC 60068-2-30 Niebla salina, estado 1 Kb/2 acorde a IEC 60068-2-52
Grado de contaminación	Nivel 3 acorde a IEC 60664-1
Temperatura ambiente del aire para el funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente del aire para el almacenamiento	-55...85 °C
Normas	IEC 60947-2
Certificaciones del producto	CE

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Paquete 1 Altura	7,500 cm
Paquete 1 Ancho	27,000 cm
Paquete 1 Longitud	28,400 cm
Peso del empaque (Lbs)	1,087 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S04
Número de unidades en el paquete 2	12
Paquete 2 Altura	30,000 cm
Paquete 2 Ancho	40,000 cm
Paquete 2 Longitud	60,000 cm
Paquete 2 Peso	13,800 kg
Tipo de unidad de paquete 3	P12
Número de unidades en el paquete 3	48
Paquete 3 Altura	50,000 cm
Paquete 3 Ancho	80,000 cm
Paquete 3 Longitud	120,000 cm
Paquete 3 Peso	67,864 kg

Información Logística

País de Origen	FR
----------------	----

Garantía contractual

Garantía (en meses)	18
---------------------	----

Schneider Electric tiene como objetivo alcanzar el estado Cero Neto para el año 2050 mediante asociaciones con la cadena de suministro, materiales de menor impacto y circularidad a través de nuestra campaña en curso "Use Better, Use Longer, Use Again" para extender la vida útil y la reciclabilidad de los productos.

[Explicación de los Environmental Data](#) >

[Cómo evaluamos la sostenibilidad de los productos](#) >

 Huella ambiental	
Ciclo de vida total Huella de carbono	94 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de fabricación [A1 a A3]	92 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de distribución [A4]	0.1 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de instalación [A5]	0.3 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de uso [B2, B3, B4, B6]	0 kg CO2 eq.
Huella de carbono de la fase de fin de vida [C1 a C4]	2 kg CO2 eq.
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto

Use Better

 Materiales y embalaje	
Paquete con cartón de reciclaje	Sí
Embalaje sin plástico	Sí
Número SCIP	78b0d24c-0e62-4f91-9397-1958e4735328
Directiva RoHS de la UE	Conforme
Reglamento REACH	La referencia contiene SVHC sobre el umbral

Use Longer

 Extensión de vida útil	
Repare	No

Use Again

 Reempaquetar y refabricar	
Potencial de reciclado, en %	10
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
Devolución	Sí
Etiqueta RAEE	 En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Technical Illustration

Assembly's dimensions



**PROTECTING
THE WORLD**

FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

gPV CILINDRICOS

fusibles

CIL 10x85



10x85

TENSIÓN ASIGNADA

1500V DC
1200V DC

CORRIENTE ASIGNADA

2A...16A
20A | 25A

PODER DE CORTE

30kA
10kA

NORMAS

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19



Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos gPV 10x85 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1500V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

→ **Talla 10x85 1500V DC 2A a 16A**

→ **Talla 10x85 1200V DC 20A y 25A**

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos.

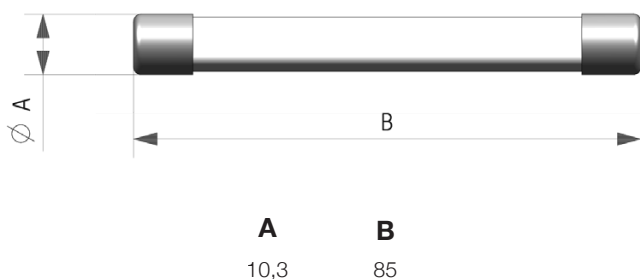
Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para estos fusibles recomendamos la utilización de **bases portafusibles PML**.

UL Listed (File E355019).



Dimensiones



Peso 14,5gr

Referencias

U (V DC)	I _n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni /CAJA
1500	2	492202 	10/50/1000
	4	492205 	10/50/1000
	6	492210 	10/50/1000
	8	492215 	10/50/1000
	10	492220 	10/50/1000
	12	492225 	10/50/1000
	15	492229 	10/50/1000
	16	492230 	10/50/1000
1200	20	492235	10/50/1000
	25	492240	10/50/1000

Datos técnicos

Tensión asignada	1500V DC 1200V DC
Corriente asignada	1500V DC → 2A...16A 1200V DC → 20A 25A
Poder de corte asignado	1500V DC → 30kA 1200V DC → 10kA
Clase	gPV
Corriente mínima de interrupción	1,35·I _n
Corriente de no fusión	1,13·I _n
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

Normas

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19
RoHS Compliant



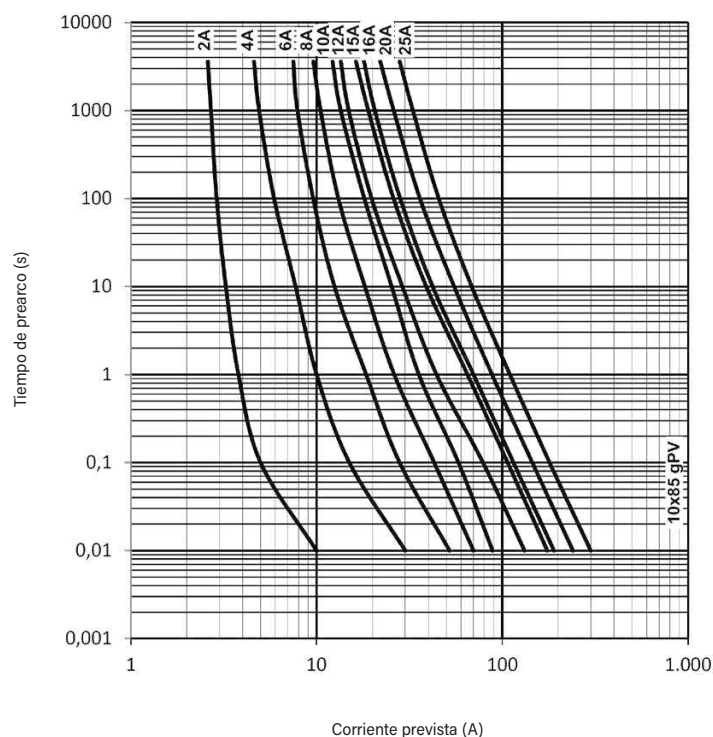
Certificaciones



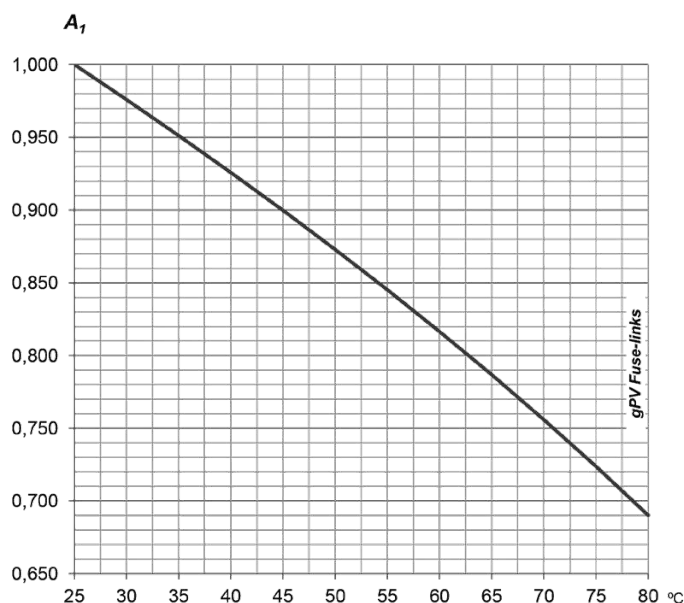
Potencias disipadas

I _n	I _t PREARCO	I _t TOTAL	POTENCIA DISIPADA 0,7 · I _n	POTENCIA DISIPADA I _n
(A)	(A ² S)	(A ² S)	(W)	(W)
2	0,8	1,1	1,28	3,2
4	13	17	1,16	2,9
6	65	84	1,04	2,6
8	175	225	1,13	2,8
10	44	72	1,36	3,4
12	78	129	1,56	3,9
15	121	201	1,79	4,5
16	175	290	1,92	4,8
20	242	478	2,04	5,1
25	545	1075	2,20	5,5

Características t-I



Coeficiente de reducción por temperatura ambiente



ta (°C)	A1
25	1,00
30	0,98
35	0,95
40	0,93
45	0,90
50	0,87
55	0,84
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

Guía de selección y aplicación

REQUISITOS PARA LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES DE STRING

Tensión asignada de los fusibles

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV (V_{OC} STC)
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%) para tener en cuenta el incremento de la tensión de vacío a temperaturas muy bajas.

La tensión de circuito abierto de los módulos V_{OC} (STC) es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = Standard Test Condition) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC_FUSIBLE} \geq V_{OC\ STC} \cdot M \cdot 1,2$$

Se puede prescindir del factor de seguridad del 20% si se puede determinar con seguridad que bajo ninguna circunstancia la tensión de la instalación superará el valor de la tensión asignada de los fusibles.

Corriente asignada de los fusibles

De acuerdo a las recomendaciones de las Normas IEC 60364-7-712, IEC 62548 y IEC 60269-5, para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos I_{SC} (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente (A_1).

La intensidad de cortocircuito de los módulos I_{SC} (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Se debe aplicar un factor de corrección (A_1) en función de la temperatura ambiente.

La corriente asignada del fusible debe ser:

$$1,5 \cdot I_{SC_MOD} < I_n \leq 2,4 \cdot I_{SC_MOD}$$

Para tener en cuenta el factor de corrección de la temperatura ambiente deberemos utilizar la siguiente expresión:

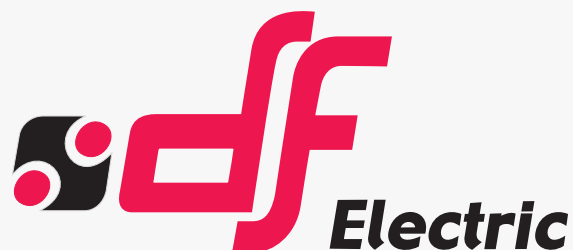
$$1,5 \cdot I_{SC_MOD} < (I_n \cdot A_1) \leq 2,4 \cdot I_{SC_MOD}$$

Donde:

I_{SC_MOD} → Corriente de cortocircuito de los módulos.

I_n → Corriente asignada del fusible.

A_1 → Factor de corrección de la temperatura ambiente.



PROTECTING THE WORLD

OFICINA CENTRAL Y FÁBRICA

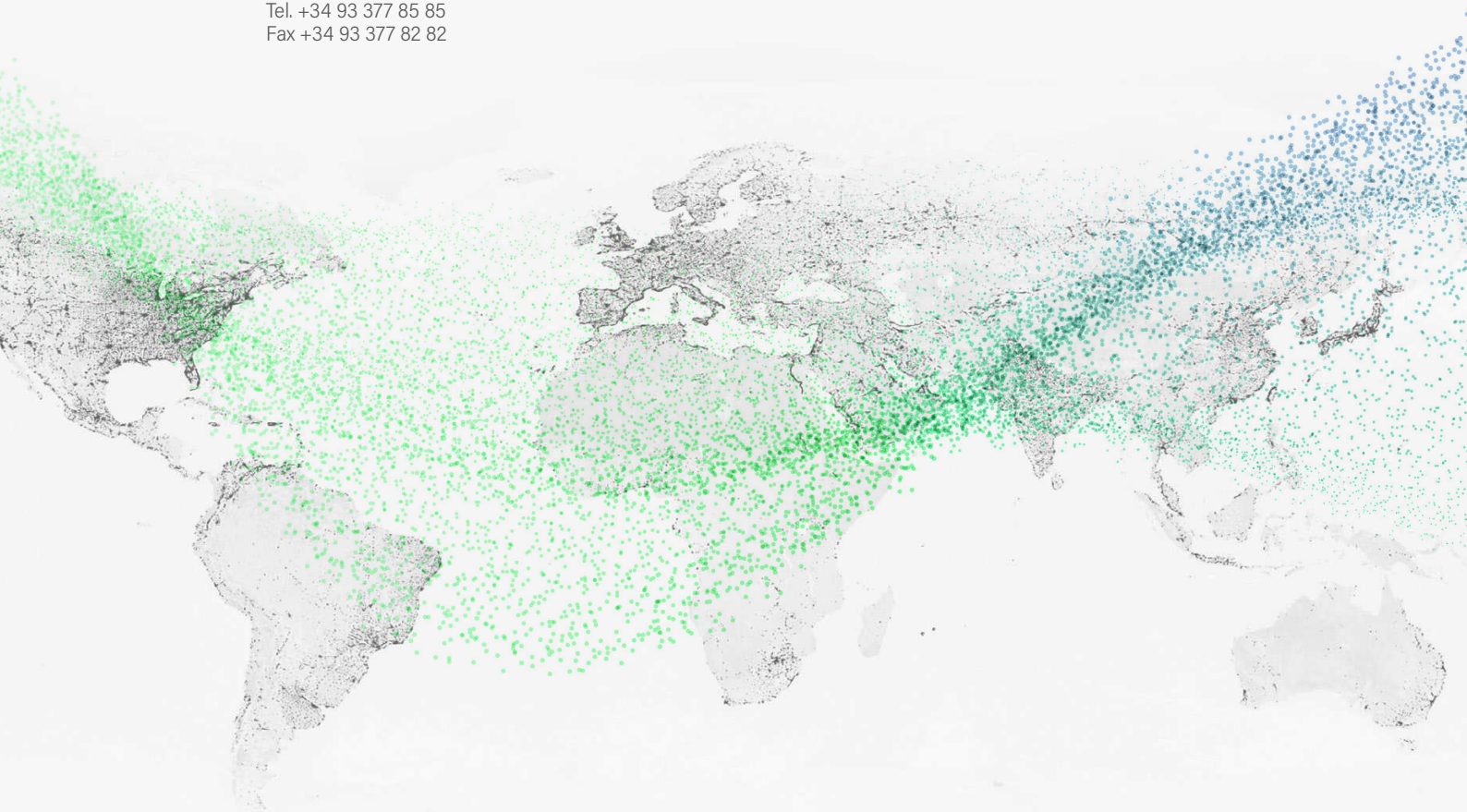
SILICI, 67-69
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT
BARCELONA · SPAIN
Tel. +34 93 377 85 85
Fax +34 93 377 82 82

VENTAS INTERNACIONAL

Tel. +34 93 475 08 64
Fax +34 93 480 07 75
export@dfelectric.es

VENTAS NACIONAL

Tel. 93 475 08 64
Fax 93 480 07 76
comercial@dfelectric.es



dfelectric.es



De acuerdo a la directiva de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (WEEE) el material eléctrico no debe formar parte de los residuos habituales. Este símbolo alerta a los usuarios de que estos productos deben reciclarse según la normativa local medioambiental de eliminación de residuos.



El logotipo "experto electrotécnico" marcado sobre los productos incluidos en la presente ficha técnica indica que la instalación de estos productos debe ser realizada por personal experto con conocimientos especializados.



Para evitar riesgo eléctrico, realice la instalación sin tensión.



Advertencias de seguridad
Captura el siguiente código QR y lee atentamente nuestro aviso de seguridad antes de instalar nuestros productos.



Los datos reflejados en esta ficha técnica están sujetos a la correcta instalación del producto de acuerdo con las instrucciones del fabricante, normas y reglamentos de instalación y conforme a las reglas profesionales, debidamente mantenido y utilizado en las aplicaciones para las que está previsto.

Los productos descritos en este documento han sido diseñados, desarrollados y ensayados de acuerdo a una normativa específica. Se consideran componentes que son integrados formando parte de una instalación, máquina o equipo. La garantía y responsabilidad del correcto funcionamiento general del conjunto corresponde al fabricante de la instalación, máquina o equipo.

DF ELECTRIC no puede garantizar las características de una instalación, máquina o equipo que ha sido diseñado por un tercero. Una vez que se ha seleccionado un producto, el usuario debe comprobar que es apropiado para su aplicación, mediante las verificaciones y/o ensayos que considere oportunos.

DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.

FUSEHOLDER WSFH 10X85 1K5V

Weidmüller Interface GmbH & Co. KG
Klingenbergstraße 26
D-32758 Detmold
Germany

www.weidmueller.com



Portafusible fotovoltaico para aplicaciones fotovoltaicas

- Para su uso en las DC combiner boxes fotovoltaicas de hasta 1500V
- Montaje en carril DIN
- Para utilizar con eslabones fusible cilíndricos de 15A hasta 32A de 10x85mm gPV

Datos generales para pedido

Versión	Fotovoltaico, Soporte del fusible, 1500 V, 10x85
Código	4000002613
Tipo	FUSEHOLDER WSFH 10X85 1K5V
GTIN (EAN)	8430243419512
Cantidad	10 Pieza

FUSEHOLDER WSFH 10X85 1K5V

Weidmüller Interface GmbH & Co. KG

Klingenbergstraße 26

D-32758 Detmold

Germany

www.weidmueller.com

Datos técnicos

Homologaciones

ROHS	Conformidad
------	-------------

Dimensiones y pesos

Profundidad	67 mm	Profundidad (pulgadas)	2.6378 inch
Altura	125 mm	Altura (pulgadas)	4.9212 inch
Anchura	22.2 mm	Anchura (pulgadas)	0.874 inch
Peso neto	10 g		

Temperaturas

Temperatura de servicio	-50°C to +90°C	Temperatura permanente de trabajo, mín. -50 °C
Temperatura permanente de trabajo, max. 90 °C		

Conformidad medioambiental del producto

Estado de cumplimiento de la directiva RoHS	Conforme sin exención
REACH SVHC	Sin SVHC por encima del 0,1 % en peso

Conexión del portafusible

Número de conexiones	2	Longitud de desaislado	9.5 mm
Par de apriete, max.	2.5 Nm	Par de apriete, mín.	2 Nm
Tipo de conexión	Conexión brida-tornillo	Material del conductor	Cobre
Sección de conexión del conductor AWG, mín.	AWG 6	Sección de conexión del conductor AWG, máx.	AWG 17
Sección de conexión del conductor, flexible, mín.	1 mm ²	Sección de conexión del conductor, flexible, máx.	16 mm ²
Sección del conductor, flexible con terminales tubulares DIN 46228/1, mín.	1 mm ²	Sección del conductor, flexible con terminales tubulares DIN 46228/1, máx.	16 mm ²
Sección del conductor, flexible con terminales tubulares DIN 46228/4, mín.	1 mm ²	Sección del conductor, flexible con terminales tubulares DIN 46228/4, máx.	16 mm ²
Sección transversal de conductor, núcleo rígido, mín.	1 mm ²	Sección transversal de conductor, núcleo rígido, máx.	16 mm ²

Datos técnicos del portafusible

portafusible	10 x 85 mm	Color	Celeste
Indicación	sin LED	Soporte del fusible (porta fusibles)	giratorio
Corriente máx.	32 A	Número de potenciales	1
Disipación de energía, máx.	6.5 W	Carril de montaje	TS 35
Sobretensión de choque nominal	6 kV	Categoría de sobretensión	III
Tipo de montaje	TS 35		

Clasificaciones

ETIM 8.0	EC000899	ETIM 9.0	EC000899
ETIM 10.0	EC000899	ECLASS 14.0	27-25-01-13
ECLASS 15.0	27-25-01-13		

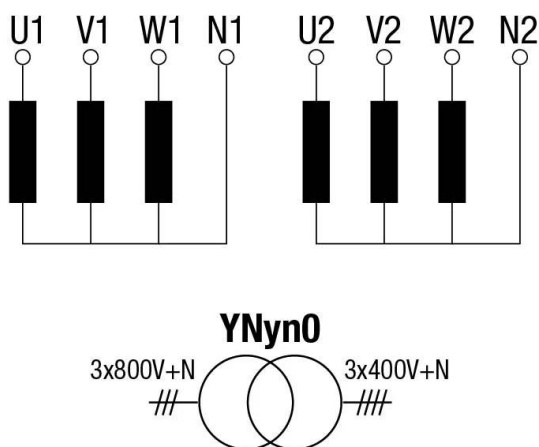
Transformadores de aislamiento trifásicos para inversores solares tipo seco, acabado en barniz anti-flash en caja metálica IP23 con protección para evitar los contactos directos a las partes eléctricas.



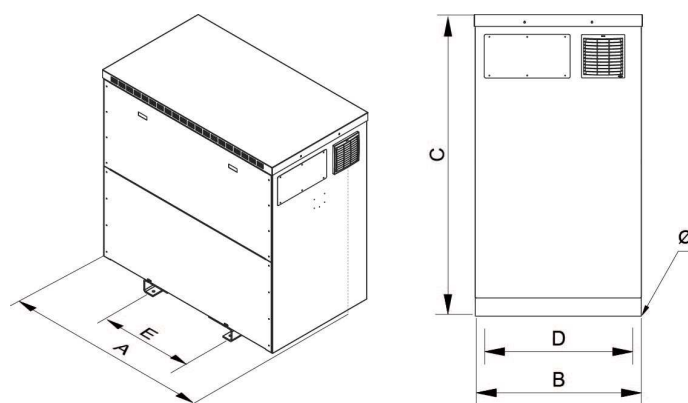
Características técnicas

Potencia	1000 kVA
Tensión de entrada	800 V+N
Tensión de salida	400 V+N
Frecuencia	50/60 Hz
Grupo de conexión	YNyn0
Envolvente	Envolvente metálica RAL 7035 (cat. C3 ISO 12994-2)
Grado de protección	IP-23/IK-08
Refrigeración	ANAF
Temperatura ambiente	45 °C
Incremento de temperatura	Clase H - 180 °C
Aislantes	Clase H - 180 °C
Bobinado	Clase HC - 200 °C
Eficiencia (%)	99
Nivel de ruido (dB)	< 65
Tensión de prueba	3 kV (1 min, 50 Hz)
Normas	IEC/EN/UNE-EN 60076, CE
Peso	3181 kg

Esquema eléctrico



Dimensiones



Dimensiones (AxBxCxDxE): 1815x1010x1800x900x800 mm Ø18

Transformadores de aislamiento trifásicos para inversores solares tipo seco, acabado en barniz anti-flash en caja metálica IP23 con protección para evitar los contactos directos a las partes eléctricas.

Ventajas

Transformador tipo seco.

Todos los transformadores están tropicalizados con barniz anti-flash:

- Protección contra ambientes corrosivos.
- Aumento del aislamiento eléctrico.
- Alto poder de compactación.
- Reducción del nivel de ruido.
- Aumento de la vida útil del producto.
- (Envolvente IP-23, caja metálica pintada con resina poliéster RAL 7035 (cat. C4 ISO 12994-2).)

Pernos de elevación a partir de 10kVA.

Posibilidad de fabricación a medida si las especificaciones estándar no son las requeridas.

Aplicaciones

- Los transformadores TTF son utilizados para el aislamiento galvánico de instalaciones trifásicas solares.
- También son utilizados en la generación de neutros referenciados a tierra.

Accesorios disponibles

- Una, dos y hasta 3 pantallas electroesáticas.
- Clase II.
- Ruedas.
- Sondas PT100, PTC or Bimetálicas.
- Pintura C5.
- Diferentes RAL
- Centralita de temperatura.
- Sistema anti condensación.
- Diferentes IP hasta IP-65.

Descargas

Certificados

Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable



Eland Product Group: E6S

APPLICATION

Updated harmonised (H1Z2Z2-K) European standard solar cable intended for the interconnection within photovoltaic systems such as solar panel arrays. Suitable for fixed installations, internal and external, within conduit or systems. Impact tested - Suitable for direct burial. For installations where fire, smoke emissions and toxic fumes create a potential risk to life and equipment. Water resistant to AD8.

CHARACTERISTICS

Voltage Rating U_0/U

AC: 1000/1000V

DC: 1500/1500V

Maximum Voltage (U_{max})

1800V

Test Voltage

6.5kV AC

Temperature Rating

Fixed: -40°C to +90°C

Minimum Bending Radius

5 x overall diameter

Maximum Conductor Temperature

+120°C (for 20000h)

CONSTRUCTION

Conductor

Class 5 flexible tinned copper conductor

Insulation

Halogen-free cross-linked compound

Sheath

Halogen-free cross-linked, flame retardant compound

Sheath Colour

● Black

Other colours available on request

STANDARDS

EN 50618, TÜV 2 PFG 1169/08.2007, EN 50288-3-7, EN 60068-2-78, EN 50395

Flame retardant to IEC/EN 60332-1-2

Low Smoke Zero Halogen to IEC/EN 60754-1/2, IEC/EN 61034-1/2, EN 50267-2-2

Ozone and UV Resistant to EN 60811-403, EN 50396, EN ISO 4892-1/3,

Water Resistant to AD8

THE CABLE LAB[®]

AN ISO/IEC 17025 AND IECCE CBTL ACCREDITED FACILITY

Our world-class testing facility assures the quality and compliance of this cable through a continuous and rigorous testing regime.



SUSTAINABILITY COMMITMENT

We are on a journey to Net Zero.

We've committed to near-term emissions reductions and a net-zero target with the Science Based Targets initiative and we're a signatory to the United Nations Global Compact Sustainable Development Goals.

Learn more about embodied carbon and our carbon emissions reduction actions, our comprehensive recycling services, and wider ESG activities for sustainable operations at: www.elandcables.com/company/about-us/esg-sustainability



SCIENCE
BASED
TARGETS

BUSINESS
AMBITION FOR 1.5°C



REGULATORY COMPLIANCE

This cable is compliant with European Regulation EN 50575, the Construction Products Regulation.



This cable meets the requirements of the Low Voltage Directive 2014/35/EU, the RoHS Directive 2015/65/EU and Reach Directive EC 1907/2006. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab[®].





DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km	TENSILE STRENGTH IN OPERATION N
E6S10015BK000	1	1.5	4.6	36	22
E6S10025BK000	1	2.5	5.0	46	37
E6S10040BK000	1	4	5.6	62	60
E6S10060BK000	1	6	6.1	82	90
E6S10100BK000	1	10	7.1	125	150
E6S10160BK000	1	16	8.5	190	240
E6S10250BK000	1	25	10.4	285	375
E6S10350BK000	1	35	11.5	385	525
E6S10500BK000	1	50	13.7	540	750
E6S10700BK000	1	70	15.8	740	1050
E6S10950BK000	1	95	17.3	965	1350
E6S11200BK000	1	120	19.1	1210	1800
E6S11500BK000	1	150	21.4	1495	2250
E6S11850BK000	1	185	24.9	1885	2775
E6S12400BK000	1	240	27.3	2395	3600

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²	MAXIMUM CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20°C Ω/km	MAXIMUM CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 90°C Ω/km	CURRENT CARRYING CAPACITY A			VOLTAGE DROP mV/A/m
			Single Cable In Air	Single Cable On Surface	Two Cables Adjacent On Surface	
1.5	13.70	17.468	30	29	24	38.2
2.5	8.21	10.468	41	39	33	23
4	5.09	6.490	55	52	44	14.3
6	3.39	4.322	70	67	57	9.49
10	1.95	2.486	98	93	79	5.46
16	1.24	1.581	132	125	107	3.47
25	0.795	1.013	176	167	142	2.23
35	0.565	0.720	218	207	176	1.58
50	0.393	0.501	276	262	221	1.1
70	0.277	0.353	347	330	278	0.772
95	0.21	0.267	416	395	333	0.585
120	0.164	0.209	488	464	390	0.457
150	0.132	0.168	566	538	453	0.368
185	0.108	0.137	644	612	515	0.301
240	0.0817	0.104	775	736	620	0.228

DE-RATING FACTORS

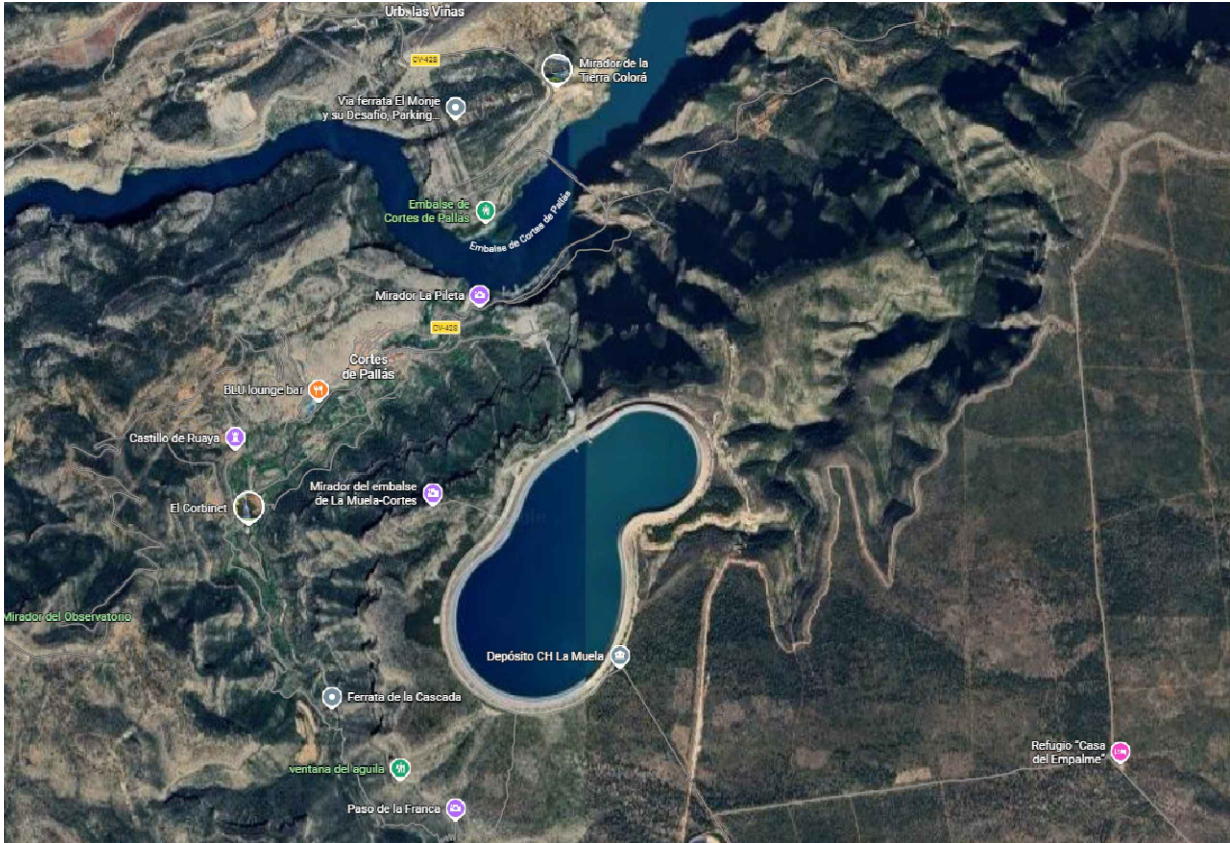
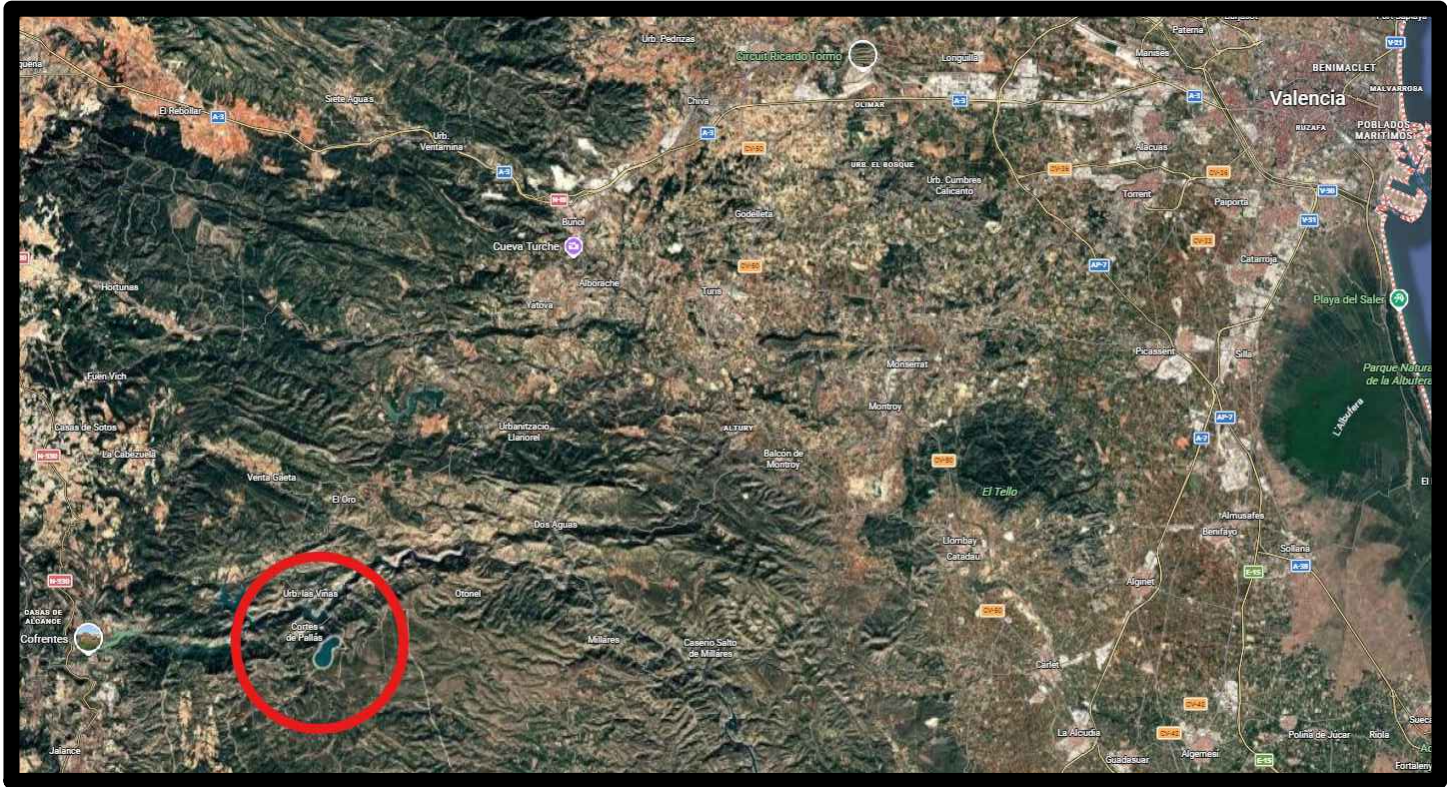
AIR TEMPERATURE	UP TO 60°C	70°C	80°C	90°C	100°C	110°C
DE-RATING FACTOR	1.00	0.91	0.82	0.71	0.58	0.41

The information contained within this datasheet is for guidance only and is subject to change without notice or liability. All the information is provided in good faith and is believed to be correct at the time of publication. When selecting cable accessories, please note that actual cable dimensions may vary due to manufacturing tolerances.

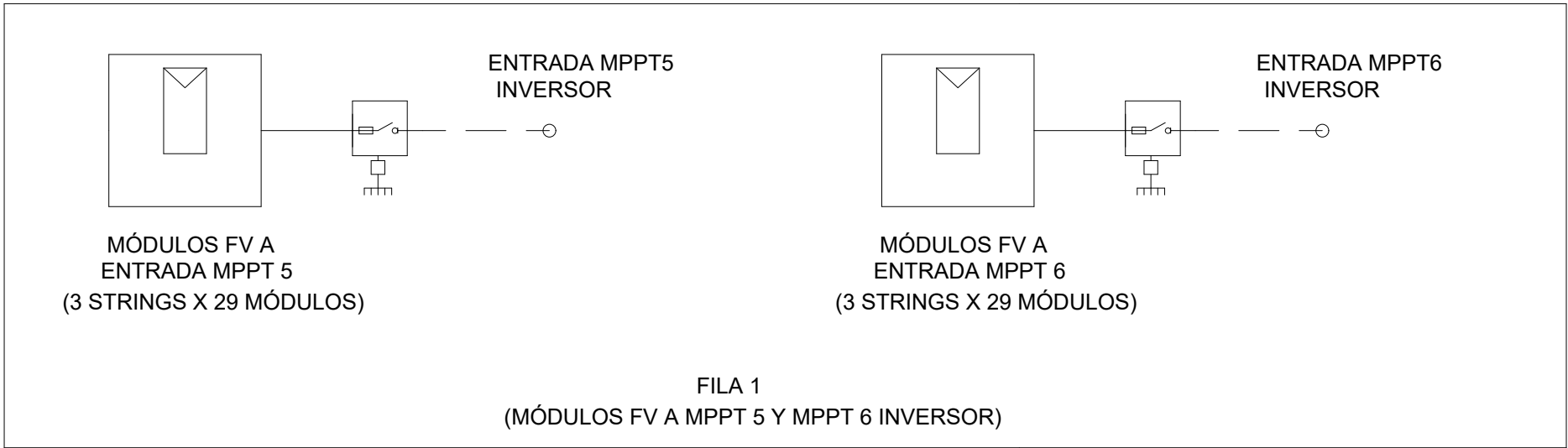
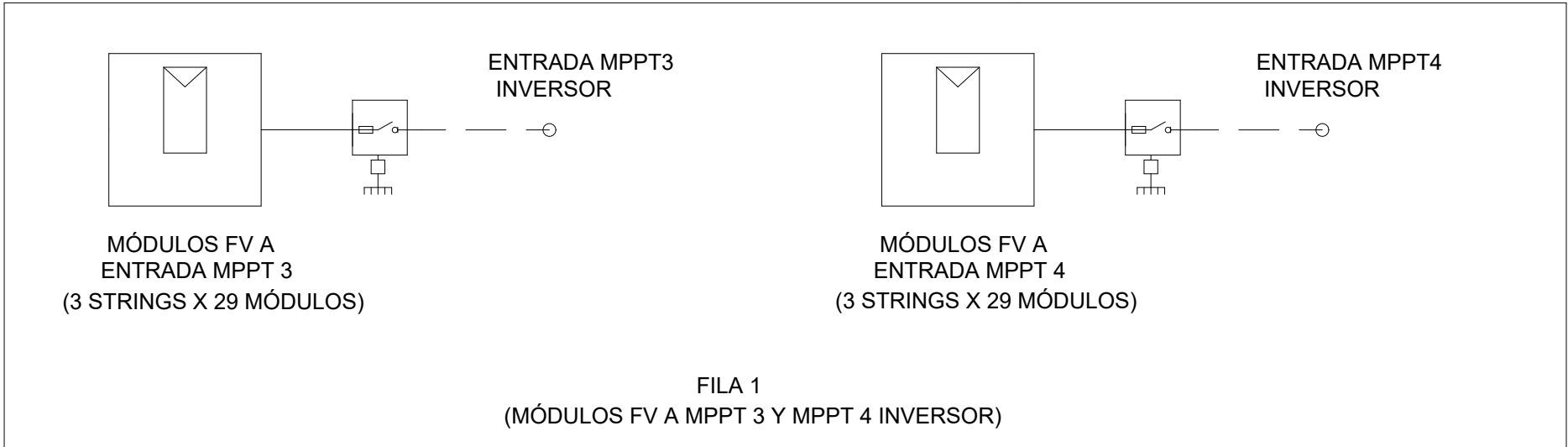
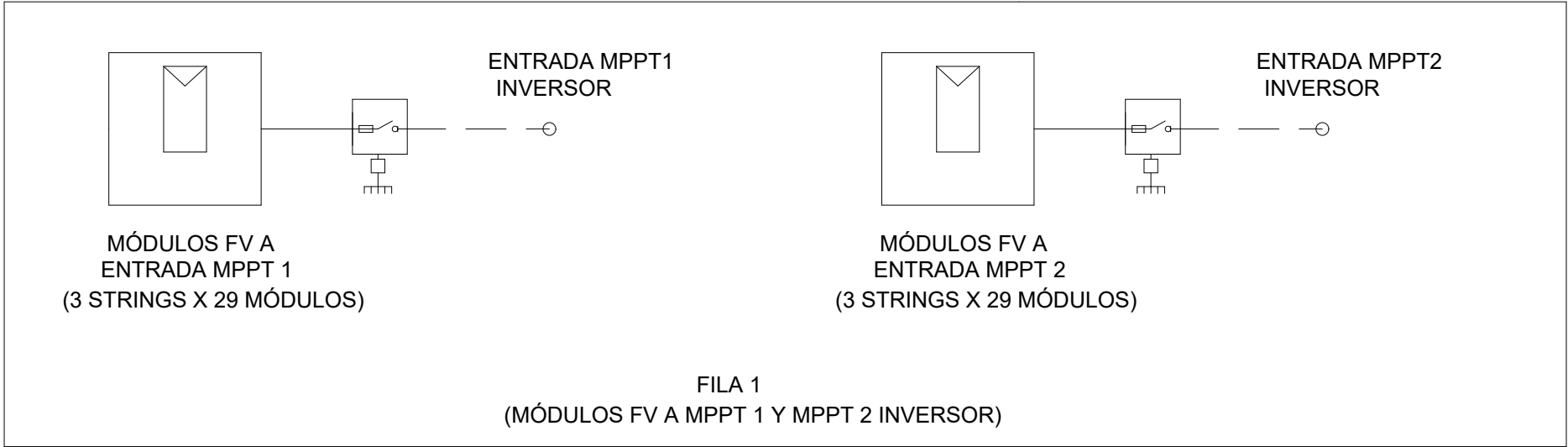
ANEXO II: PLANOS Y ESQUEMAS DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO

A continuación, se recogen los planos y esquemas del presente proyectos, los cuales son los siguientes:

1. Plano de ubicación.
2. Esquema de disposición, ubicación y configuración de filas de módulos FV e inversores (entradas).
3. Esquema de longitudes del cableado de CC desde módulos FV hasta cajas primarias.
4. Esquema de longitudes del cableado de CC desde cajas primarias hasta inversores (entradas).
5. Esquema unifilar de conexión de módulos FV hasta inversor.
6. Plano de la estructura del soporte metálico con el sistema de flotación de los módulos fotovoltaicos.
7. Esquema de distancias del cableado de CA desde los inversores hasta las cajas secundarias.
8. Esquema de distancias de cableado de CA desde cajas secundarias a embarrado.
9. Plano de la isla fotovoltaica flotante y amarres.
10. Esquema unifilar tipo de la instalación fotovoltaica.



	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID  Universidad Europea Madrid	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			
Comprobado					
Escala	PLANO DE UBICACIÓN			Número: 1	
S/E				Sustituye a	
				Sustituido por	



LEYENDA

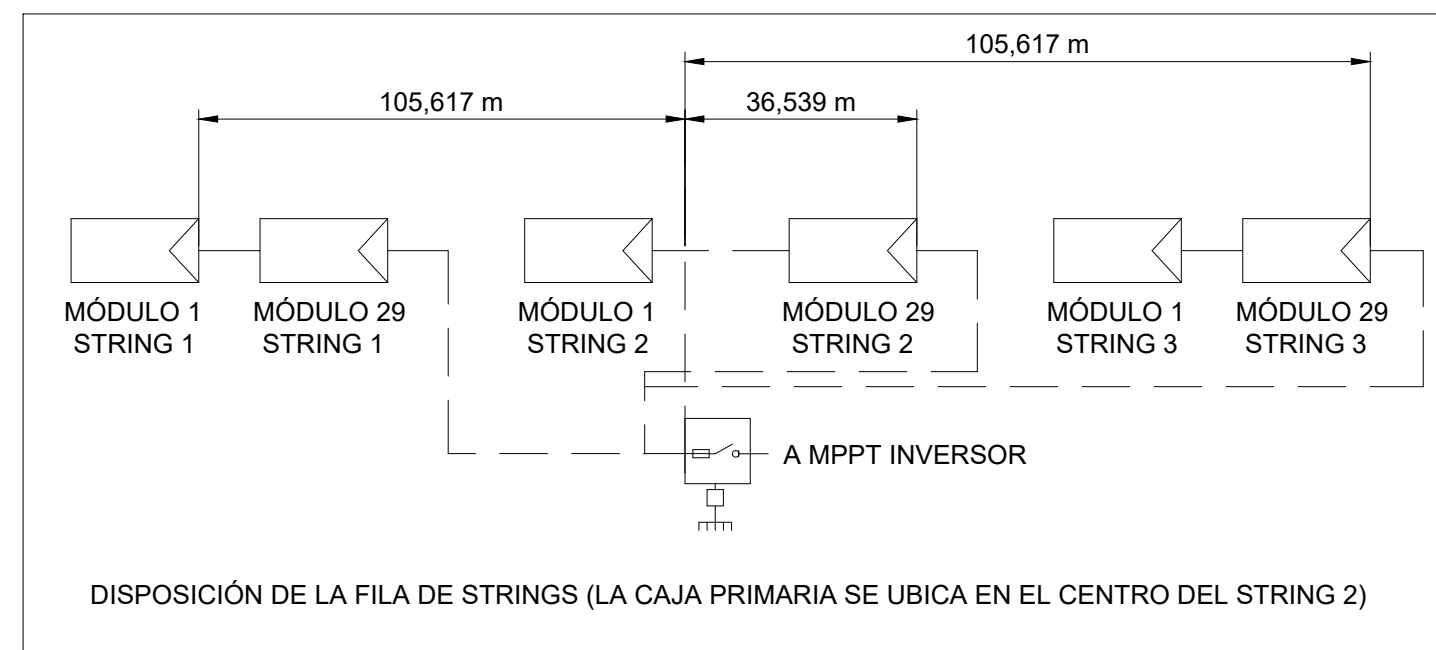
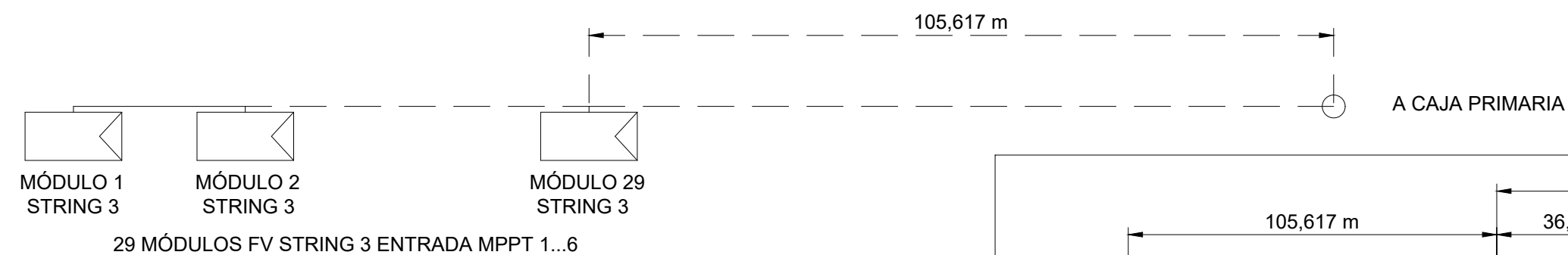
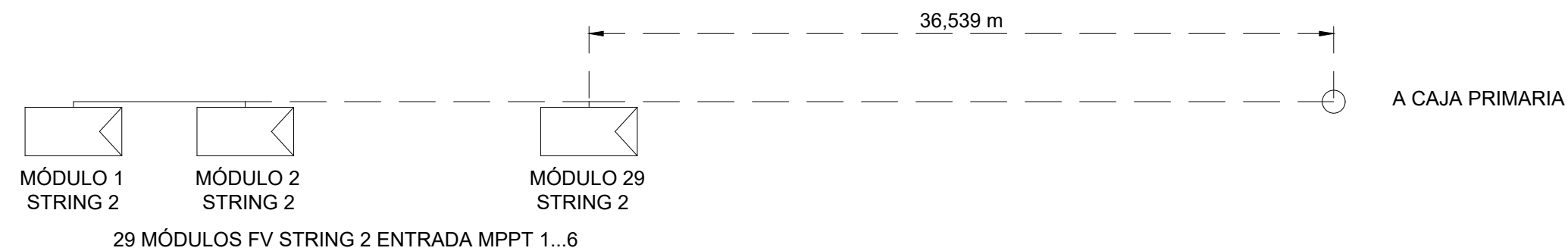
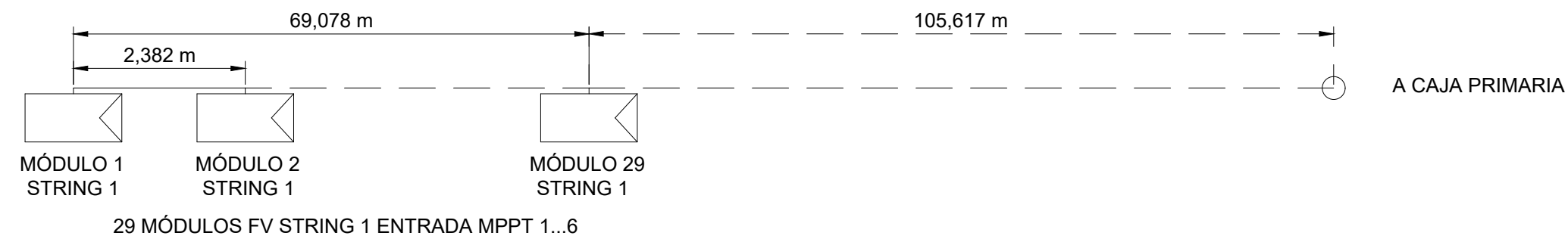
CONJUNTO 3 STRINGS DE
29 MÓDULOS FV
ENTRADA MPPT INVERSOR

CAJA PRIMARIA CON
FUSIBLES Y SECCIONADOR

VARISTOR

ENTRADA MPPT
INVERSOR

	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			Universi dad Europea Madrid
Comprobado					
Escala	ESQUEMA DE DISPOSICIÓN , UBICACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE FILAS DE MÓDULOS FV E INVERSORES (ENTRADAS)				Número: 2
S/E					Sustituye a
					Sustituido por



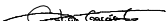
LEYENDA

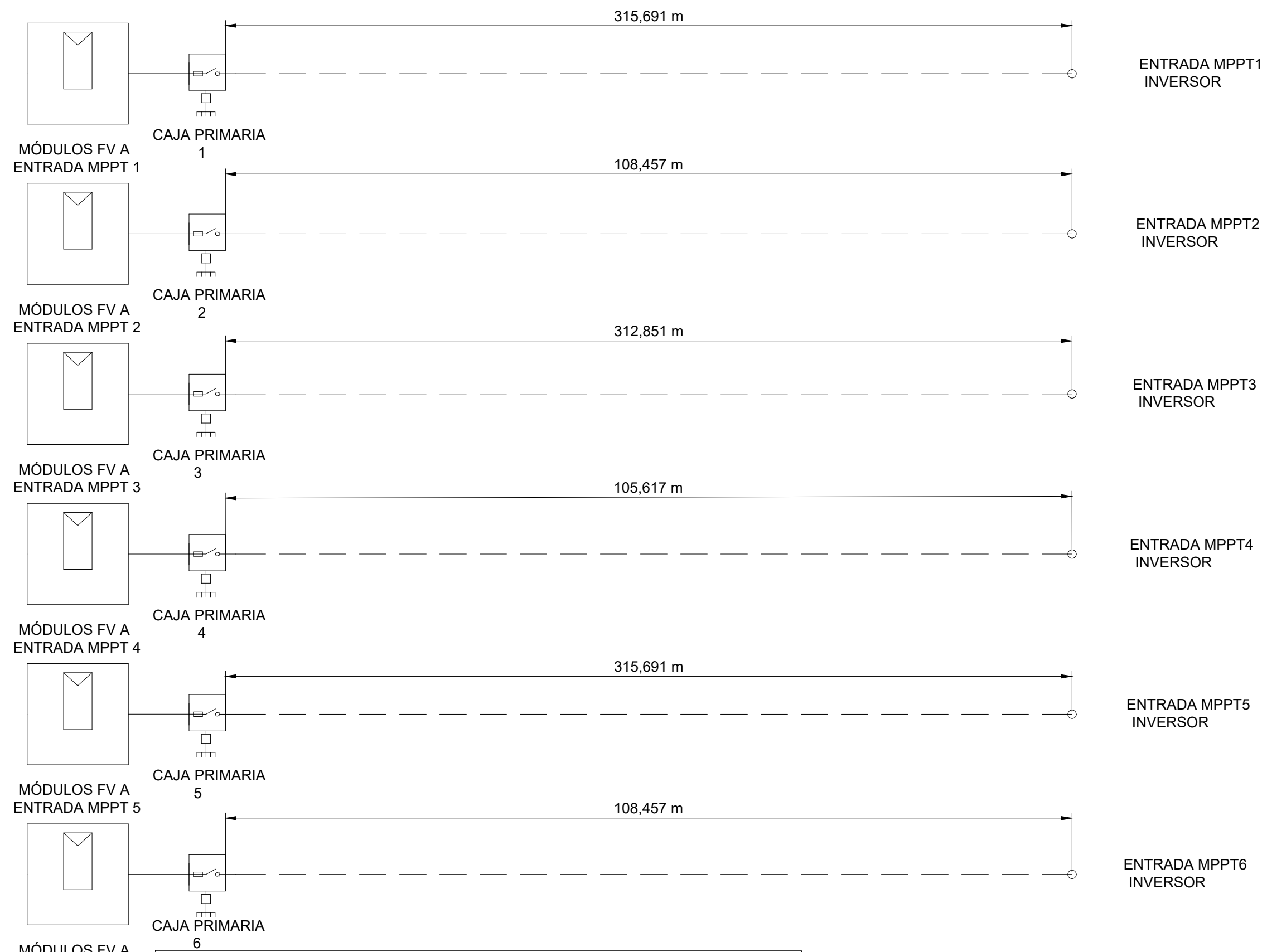
MÓDULO FV
JAM66D45-630/LB

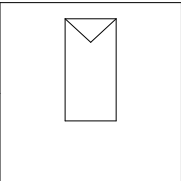
CAJA PRIMARIA CON
FUSIBLES Y SECCIONADOR

VARISTOR

ENTRADA CAJA
PRIMARIA

	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			Universidad Europea Madrid
Comprobado					
Escala	ESQUEMA DE LONGITUDES DEL CABLEADO DE CC DESDE MÓDULOS FV HASTA CAJAS PRIMARIAS				Número: 3
S/E					Sustituye a
					Sustituido por





CONJUNTO 3 STRINGS DE 29 MÓDULOS FV ENTRADA MPPT INVERSOR

LEYENDA



CAJA PRIMARIA CON FUSIBLES Y SECCIONADOR

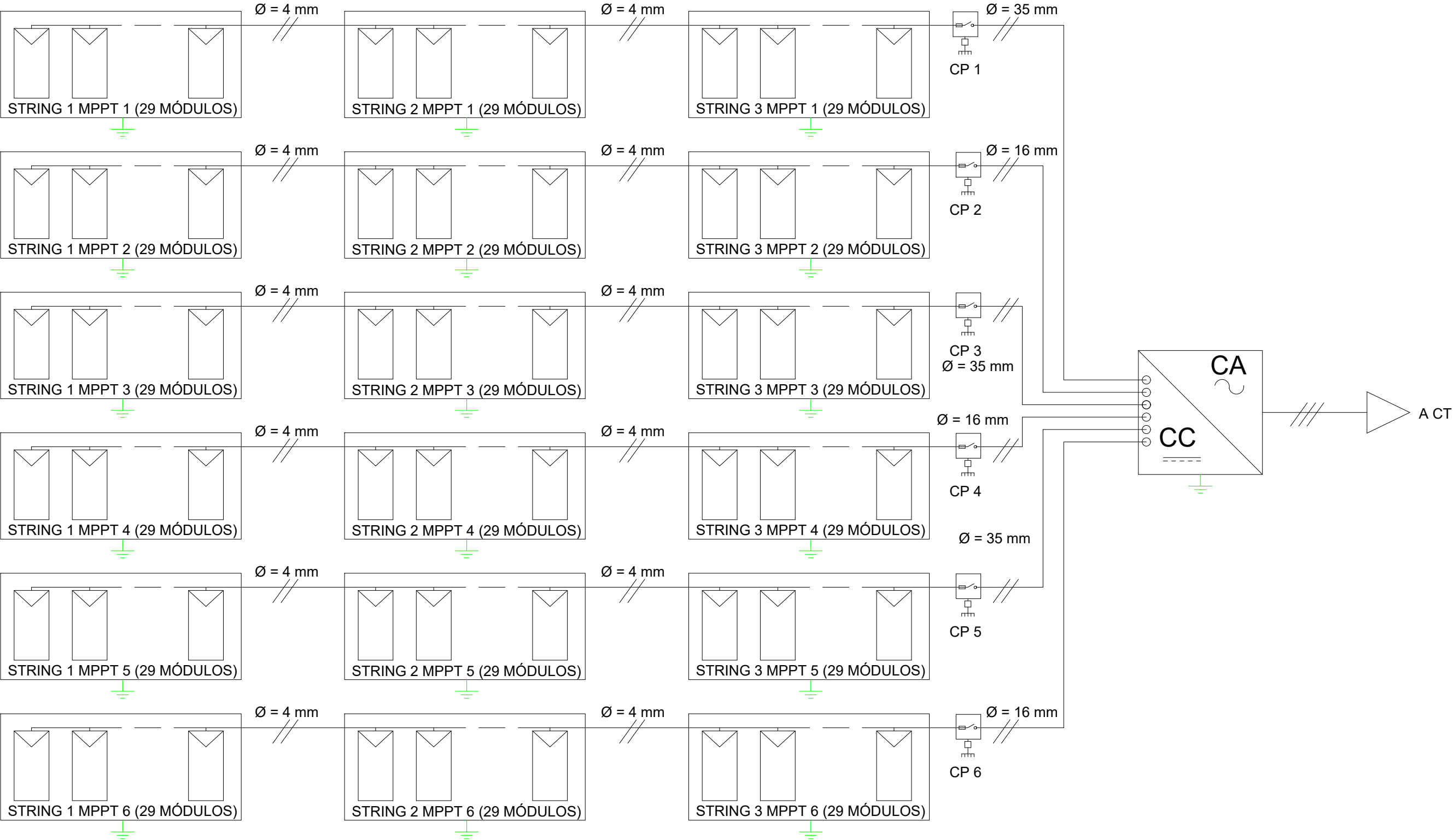


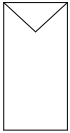
VARISTOR



ENTRADA MPPT INVERSOR

	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			
Comprobado					
Escala	ESQUEMA DE LONGITUDES DEL CABLEADO DE CC DESDE CAJAS PRIMARIAS HASTA INVERSORES (ENTRADAS)			Número: 4	
S/E				Sustituye a	
				Sustituido por	





MÓDULO FV
JAM66D45-630/LB



TOMA DE TIERRA

LEYENDA

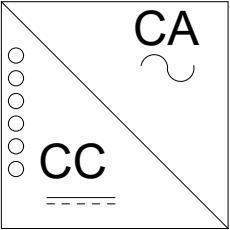
/// CABLE MONOFÁSICO
/// CABLE TRIFÁSICO



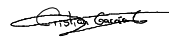
CAJA PRIMARIA CON
FUSIBLES Y SECCIONADOR
(CP)

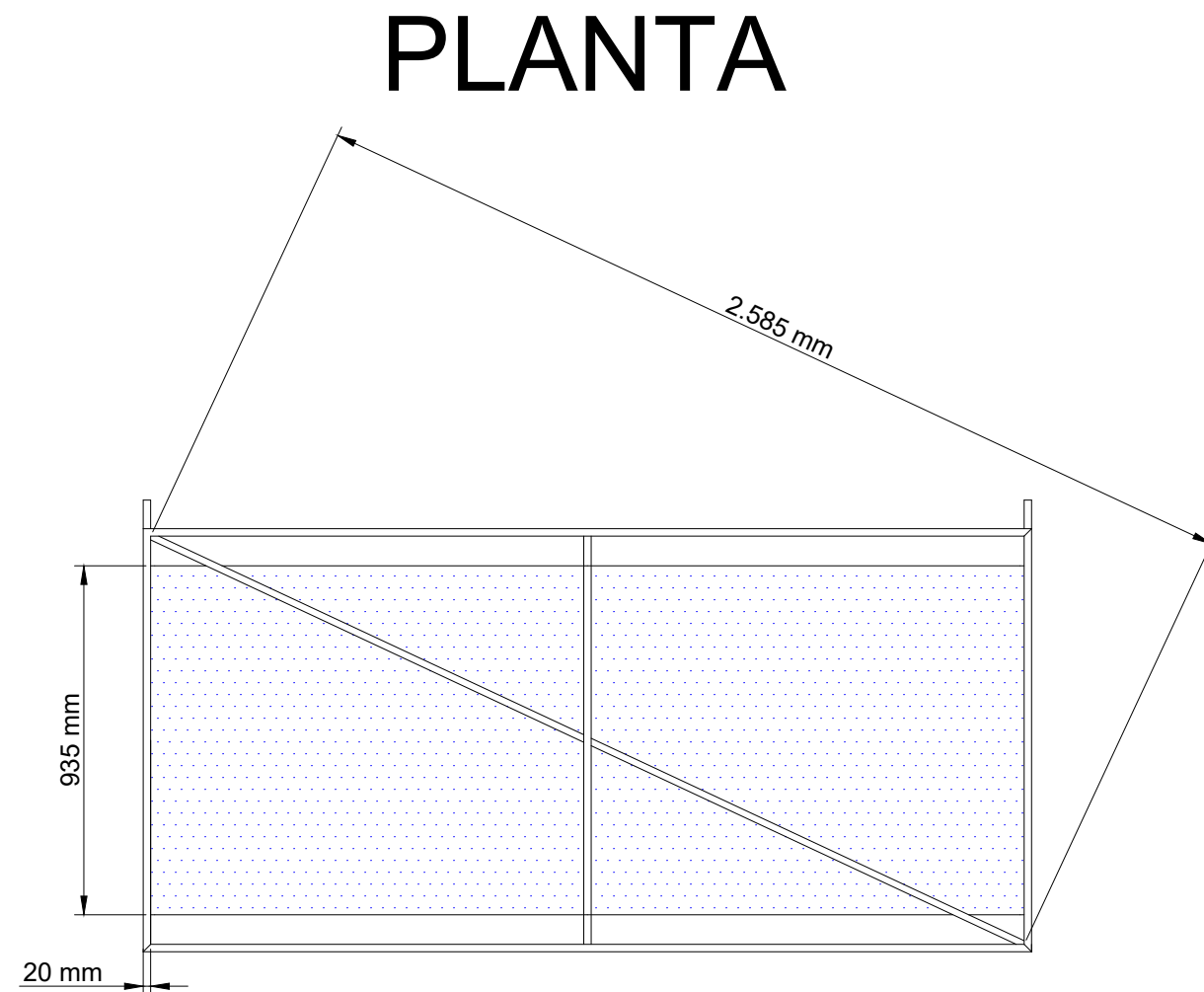
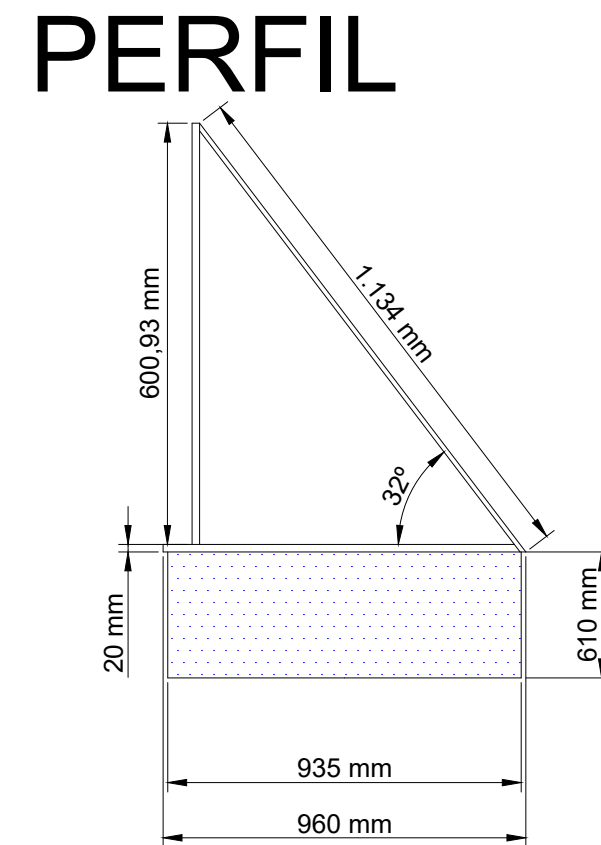
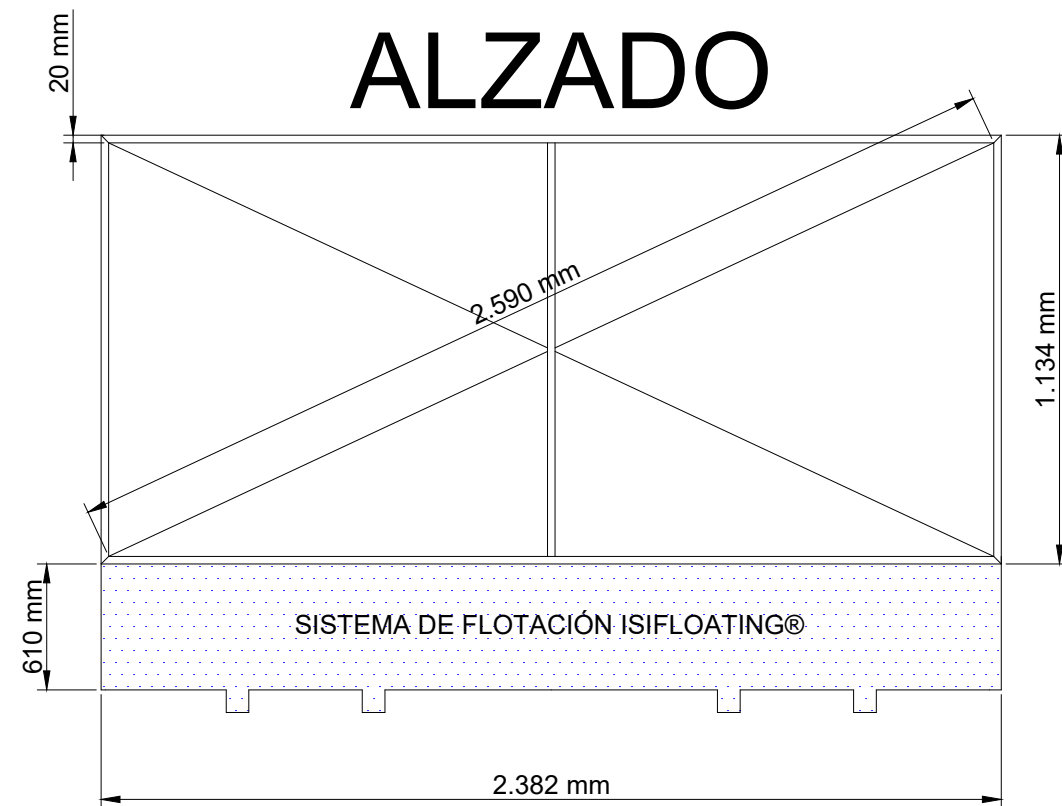


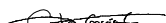
VARISTOR

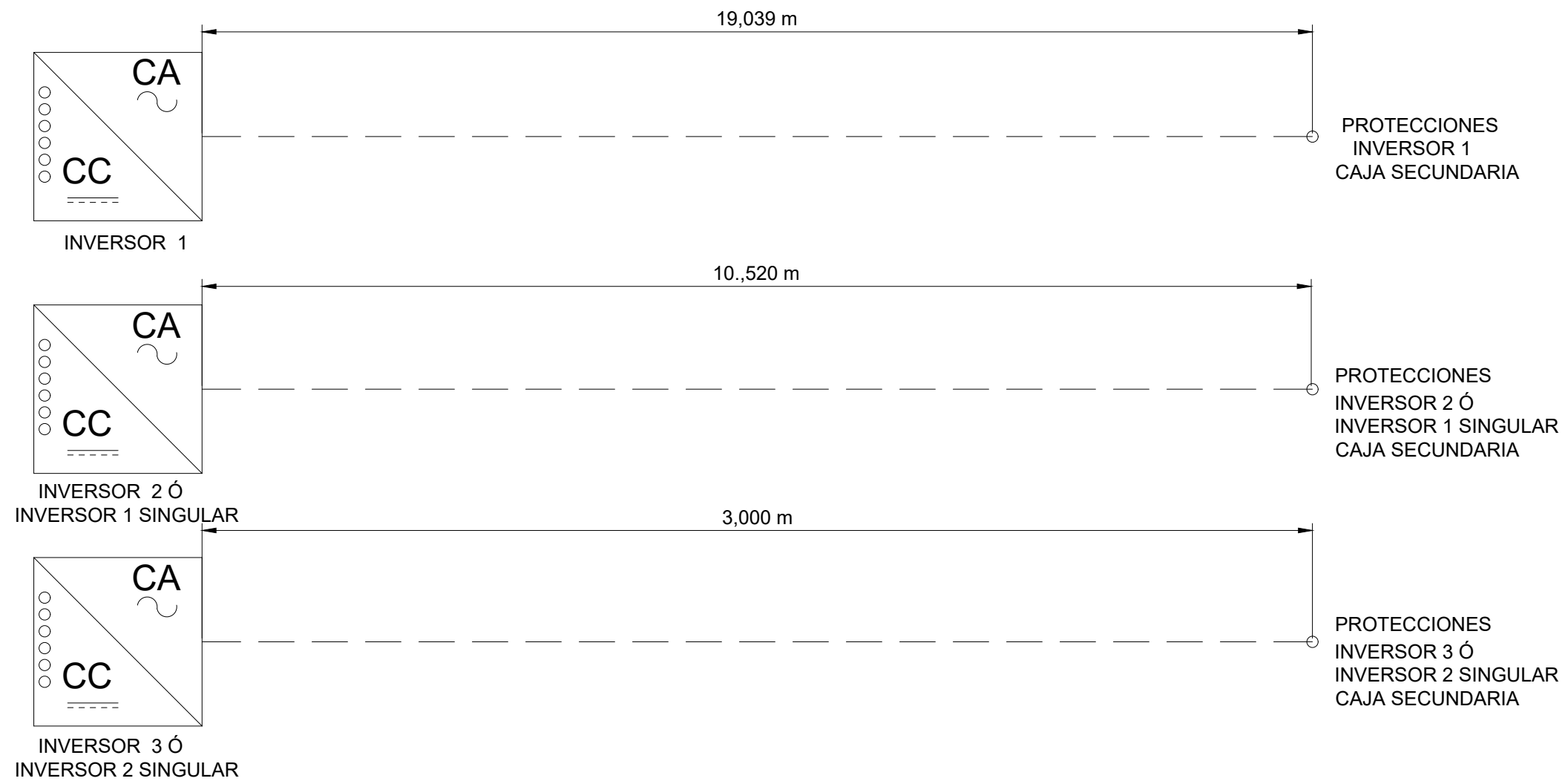


INVERSOR FV
SUN2000-330KTL-H1

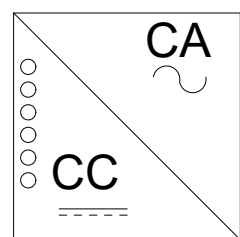
	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID 
Dibujado	31/03/2026	Cristian García		
Comprobado				
Escala S/E	ESQUEMA UNIFILAR DE CONEXIÓN DESDE MÓDULOS FV HASTA INVERSOR			Número: 5
				Sustituye a
				Sustituido por



	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			Universidad Europea Madrid
Comprobado					
Escala 1:20	PLANO DE LA ESTRUCTURA DEL SOPORTE METÁLICO CON EL SISTEMA DE FLOTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS				Número: 6
					Sustituye a
					Sustituido por

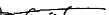


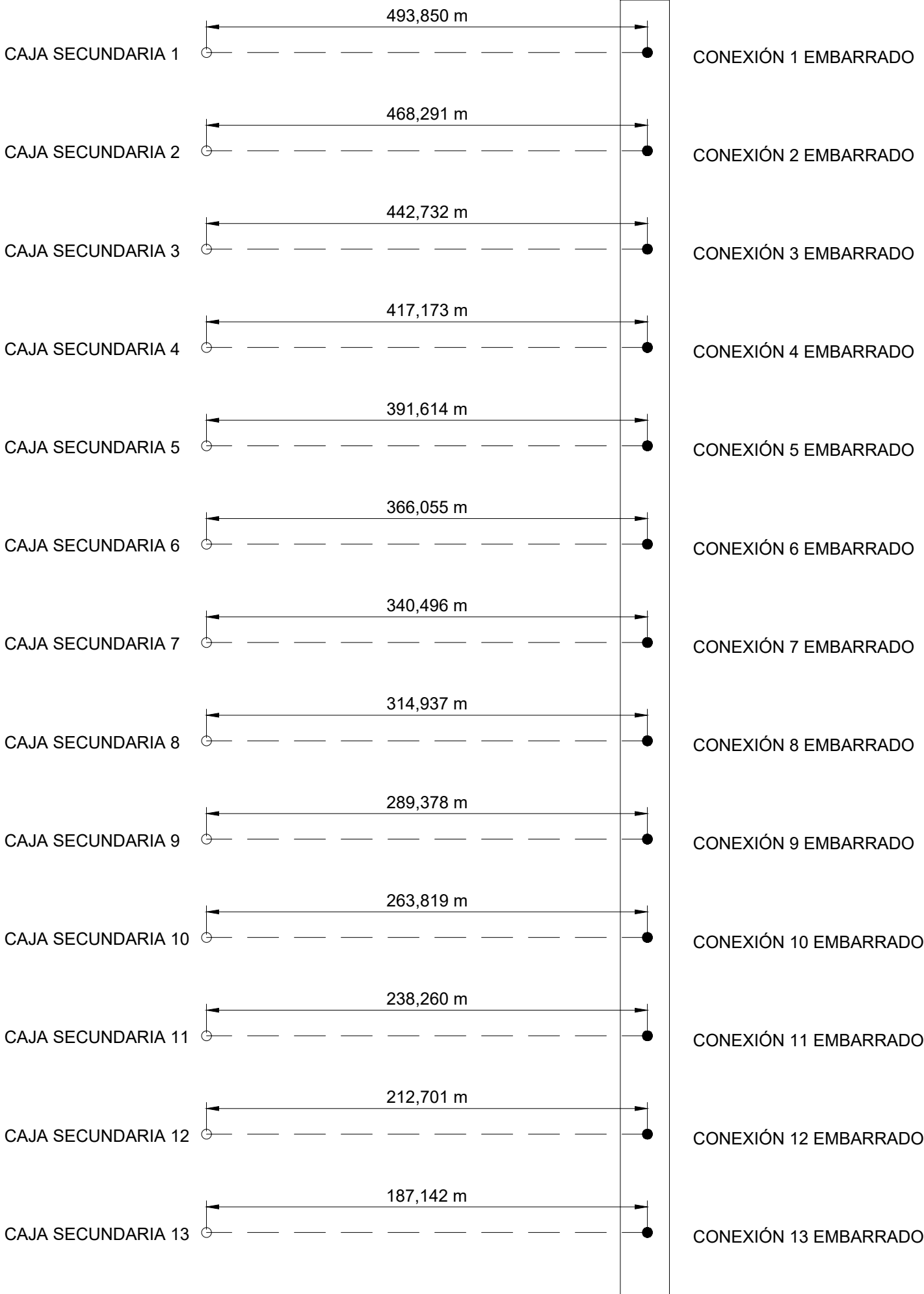
LEYENDA



INVERSOR FV
SUN2000-330KTL-H1

○
CONECTOR PROTECCIONES ELÉCTRICAS CA

	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			Universidad Europea Madrid
Comprobado					
Escala	ESQUEMA DE DISTANCIAS DEL CABLEADO DE CA DESDE LOS INVERSORES HASTA LAS CAJAS SECUNDARIAS				Número: 7
S/E					Sustituye a
					Sustituido por



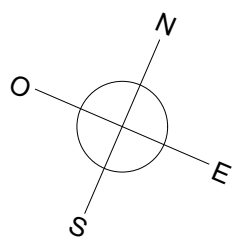
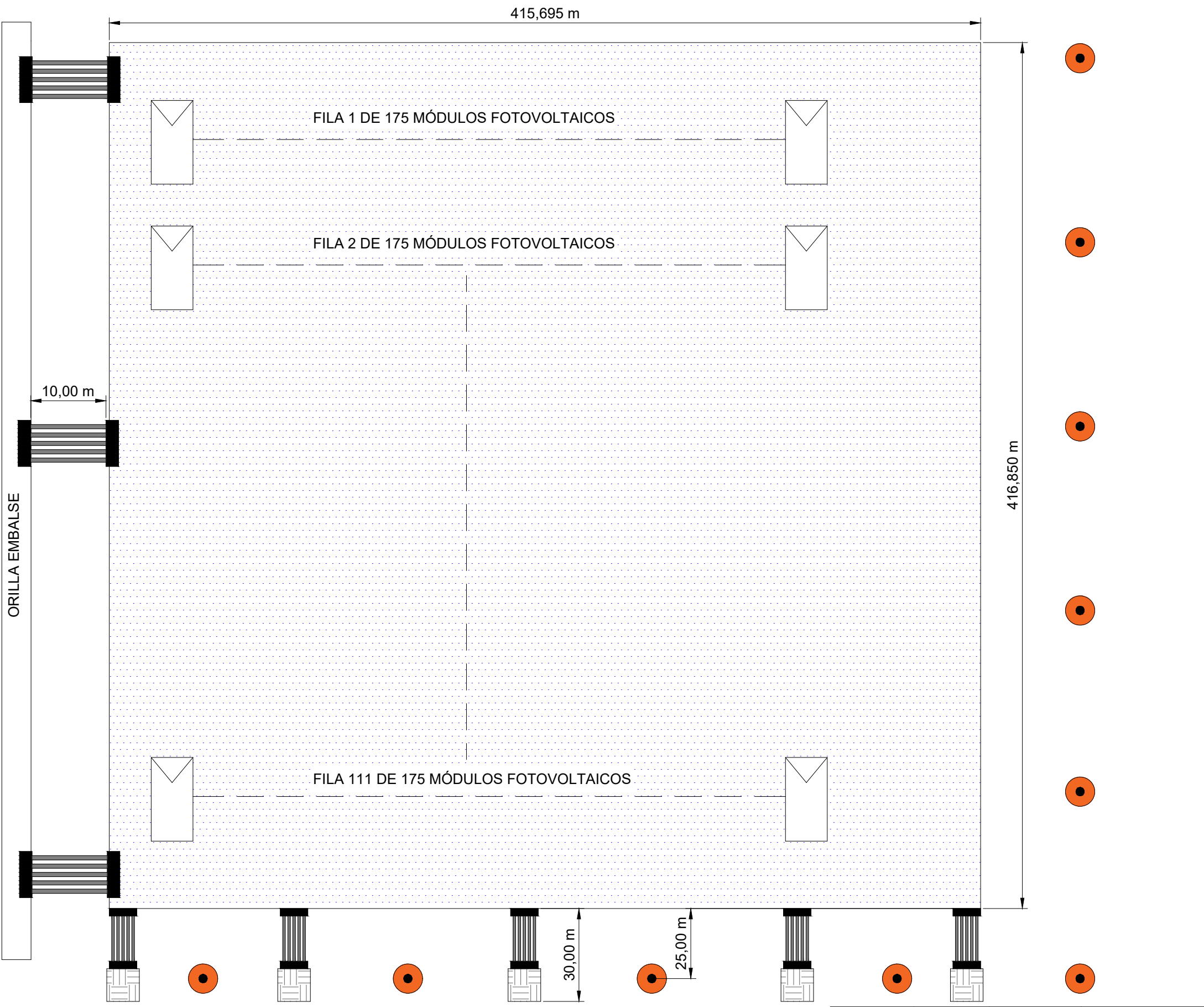
LEYENDA

SALIDA CONEXIÓN
CAJA SECUNDARIA

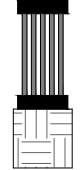
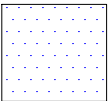
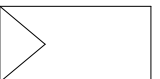
ENTRADA CONEXIÓN
EMBARRADO

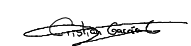
BARRAJES DEL
EMBARRADO

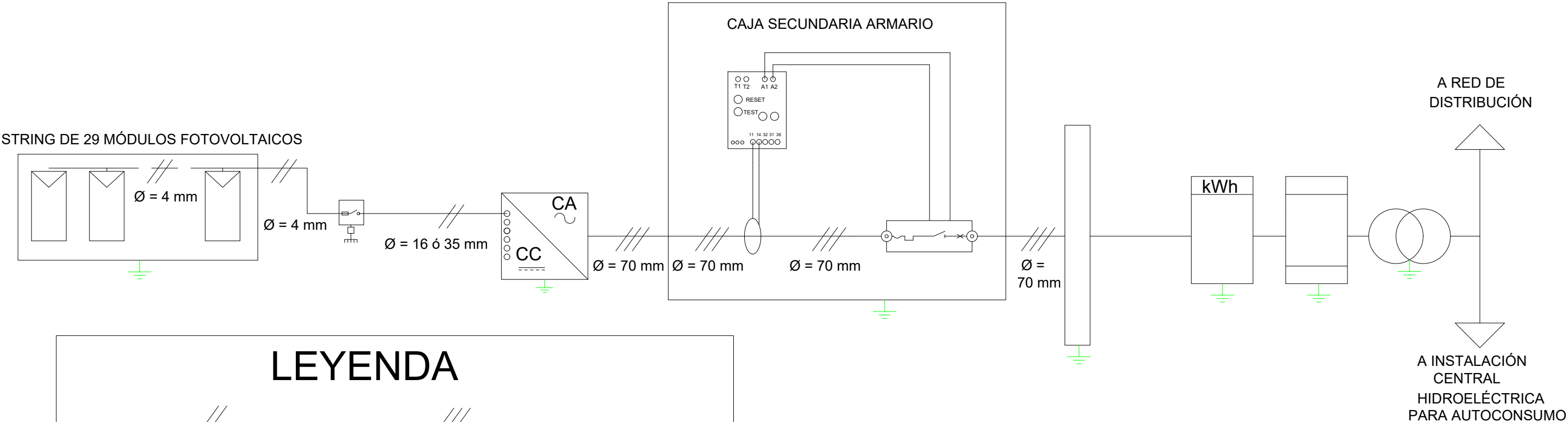
	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	31/03/2026	Cristian García			Universidad Europea Madrid
Comprobado					
Escala	ESQUEMA DE DISTANCIAS DEL CABLEADO DE CA DESDE CAJAS SECUNDARIAS A EMBARRADO				Número: 8
S/E					Sustituye a
					Sustituido por



LEYENDA

-  BOYA DE SEÑALIZACIÓN
-  AMARRE SEAFLEX® A ORILLA DE EMBALSE
-  AMARRE SEAFLEX® A BLOQUE DE HORMIGÓN 1 m3 FONDO EMBALSE
-  SISTEMA DE FLOTACIÓN ISOFLOATING®
-  MÓDULO FV JAM66D45-630/LB

	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID	
Dibujado	14/04/2026	Cristian García			Número: 9
Comprobado					Sustituye a
Escala	PLANO DE LA ISLA FOTOVOLTAICA FLOTANTE Y AMARRES				Sustituido por
S/E					



LEYENDA

CONDUCTOR MONOFÁSICO

CONDUCTOR TRIFÁSICO

MÓDULO FV
JAM66D45-630/LB

CAJA PRIMARIA CON
FUSIBLES Y SECCIONADOR

VARISTOR

INVERSOR FV
SUN2000-330KTL-H1

TOMA DE TIERRA

NÚCLEO
TOROIDAL

RELÉ DIFERENCIAL
DE PROTECCIÓN

INTERRUPTOR
AUTOMÁTICO
CAJA MOLDEADA (MCCB)

BARRAJES DE
EMBARRADO

CONTADOR
DE ENERGÍA

CUADRO GENERAL
DE PROTECCIÓN (CGT)

TRANSFORMADOR

	Fecha	Nombre	Firmas	UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID 	
Dibujado	18/04/2026	Cristian García			
Comprobado					
Escala S/E	ESQUEMA UNIFILAR TIPO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			Número: 10	
				Sustituye a	
				Sustituido por	