

2021

EiDF Solar

**Departamento
Técnico**



PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

TIRME

Marratxí (Islas Baleares)

AUTOR.....

Energía, Innovación y Desarrollo fotovoltaico, S.A.

Polígono Industrial Outeda - Curro 3
36692, Barro, Pontevedra
986 847 871



FECHA..... 13 de diciembre de 2021

Índice

página

DOCUMENTO 01: MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. DATOS GENERALES	4
1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROMOTOR	4
1.2. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA INSTALADORA.....	4
1.3. AUTOR DEL PROYECTO	4
1.4. OBJETO DEL PROYECTO.....	4
1.5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA INSTALACIÓN	5
1.6. DATOS DEL EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	5
DOCUMENTO 02 NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	6
2. NORMATIVA DE LA INSTALACIÓN	6
2.1. CLASIFICACIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO.....	7
2.2. PUNTO DE CONEXIÓN	8
2.3. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA	10
DOCUMENTO 03 MEMORIA CONSTRUCTIVA.....	11
3. ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO	11
4. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	11
4.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	11
4.2. INVERSORES	12
4.3. CABLEADO.....	13
4.4. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENLACE	14
DOCUMENTO 04: CÁLCULOS.....	23
5. DIMENSIONAMIENTO DE LAS ENTRADAS AL GENERADOR-INVERSOR	23
5.1. SISTEMA GENERADOR-INVERSOR 110 kW MODELO SG110CX	23
5.2. DATOS FINALES SISTEMA INVERSOR SG110CX	30
6. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	30
6.1. ORIGEN DE LOS DATOS DE RADIACIÓN	30
6.2. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.....	31
6.3. PÉRDIDAS	33
6.4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL	34

7.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	36
7.1.	TENSIÓN NOMINAL Y CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE	36
7.2.	TRAMO 1, DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AL SISTEMA INVERSOR O SISTEMA GENERADOR	37
7.3.	TRAMO 2: DEL SISTEMA INVERSOR O SISTEMA GENERADOR AL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO.....	39
7.4.	TRAMO 3: DEL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO AL PUNTO DE CONEXIÓN EN RED INTERIOR EN BAJA TENSIÓN	42
7.5.	JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL CABLEADO, CANALIZACIONES Y PROTECCIONES.....	44
8.	ANÁLISIS DE VIENTOS, SOBRESFUERZOS Y RESISTENCIA ESTRUCTURAL	48
8.2.	ACCIONES VARIABLES	50
DOCUMENTO 05: PLIEGO DE CONDICIONES.....		53
9.	EMPRESA INSTALADORA	53
9.1.	CALIDAD DE LOS MATERIALES.....	53
9.2.	NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES	66
9.3.	VERIFICACIONES Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS	66
9.4.	CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD.....	67
9.5.	CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN	69
DOCUMENTO 06: GESTIÓN DE RESIDUOS.....		70
10.	ANTECEDENTES.....	70
10.1.	ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN QUE SE GENERARÁN EN LA OBRA.....	70
10.2.	MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RESIDUOS EN LA OBRA.	71
10.3.	MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA.....	72
10.4.	PRESCRIPCIONES DEL PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES DEL PROYECTO.....	72
ANEXOS.....		75
PLANOS.....		75
ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD		75
PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN		75
INFORME PAISAJISTICO		75
FICHAS TÉCNICAS		75

DOCUMENTO 01: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. DATOS GENERALES

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROMOTOR

El autor del encargo es TIRME S.A. con CIF: A07326473, con domicilio a efecto de notificaciones en Ctra. de Sóller km 8,2 Son Reus s/n, 07120 Palma de Mallorca, representada por Don Rafael Alberto Guinea Mairlot, con DNI: 45432411M.

1.2. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA INSTALADORA

La empresa instaladora de la planta solar fotovoltaica es ENERGÍA INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A. con CIF: A-55.025.068 y con domicilio fiscal Domicilio: Polígono Industrial Outeda - Curro Nº 3, 36692, Barro, Pontevedra, representada por Fernando Romero Martínez, con DNI: 53.117.870-Z.

1.3. AUTOR DEL PROYECTO

El autor del presente PROYECTO TÉCNICO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO es Don Jorge Rivas Piñeiro, con DNI: 76.867.497-W con una titulación de Ingeniero Técnico Industrial y Colegiado en el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Vigo con número de colegiado COITIVIGO Nº 3.989, a efectos de notificaciones en el Polígono Industrial de Outeda - Curro nº 3, 36692, Barro, Pontevedra.

1.4. OBJETO DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como objeto definir las condiciones técnicas y económicas para la realización de un sistema de generación de energía eléctrica mediante Energía Solar Fovoltaica conectada a la red interior del inmueble. Según la normativa "ITC BT-04 Documentación y puesta en servicio de las instalaciones" en su apartado 3.1, hace falta la realización de un proyecto firmado por un técnico competente.

El presente proyecto se compone de Memoria Descriptiva, Memoria Constructiva, Normativa de Aplicación, Pliego de Condiciones y Anexos. Cada parte pretende exponer las obras a ejecutar en relación a la Instalación Solar Fovoltaica realizada.

1.5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA INSTALACIÓN

El presente proyecto contempla la instalación solar fotovoltaica compuesta por 1069 módulos de la marca LONGI, modelo LR5-72HPH de 540 Wp por unidad, alcanzando una potencia pico de 577,26 kWp, según la definición de potencia pico del RD 413/2014 en su artículo 3.

La potencia nominal corresponderá a la proporcionada por el sistema inversor o sistema generador, que está formada por cinco inversores, marca SUNGROW, modelo SG110CX, que tiene una potencia nominal de 110 kW. La potencia nominal total de la planta es 550 kW, la definición de potencia nominal se encuentra en la disposición transitoria primera del 413/2014 punto 5, que hace referencia al concepto de potencia nominal del Real Decreto 661/2007 en su artículo 3.

1.6. DATOS DEL EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La empresa promotora de la instalación solar fotovoltaica TIRME S.A., con CIF A07326473 y con domicilio a efectos de notificación Ctra. de Sóller km 8,2 Son Reus s/n, 07120 Palma de Mallorca, va a instalar en una planta de 577,26 kWp, en Camí de Sa Fita 140, 07141 Marratxí, Islas Baleares, en la parcela 07036A006002410000MF. La parcela objeto de este proyecto contempla una superficie de 140.030,00 m². Las coordenadas UTM son: HUSO 31, 472346,3 m E y 4387372,8 m N.

DOCUMENTO 02 NORMATIVA DE APLICACIÓN

2. NORMATIVA DE LA INSTALACIÓN

La elección de los materiales, el diseño y el montaje de la instalación se realizará de acuerdo a lo estipulado en el proyecto y a las normas y disposiciones legales vigentes:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 1699/2011 por el que se establece la regulación del Autoconsumo fotovoltaico o Balance Neto en España.
- 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 y las ITC correspondientes.
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2011-2020.
- Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020.
- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.
- Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

2.1. CLASIFICACIÓN DE LA MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

La normativa para las instalaciones solares fotovoltaicas publicada en el BOE en el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE Núm. 242 del sábado 6 de octubre de 2018. (En adelante, RD 15/2018).

Según el RD 15/2018, la instalación pasa a considerarse del tipo **a). - Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**, porque no dispone de vertido a red debido a la colocación de los equipos anti-vertido y de inyección cero como elementos que forman parte de la propia instalación solar fotovoltaica, y que cumplen con la UNE 217001:2015 IN relativa a los requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución.

Se adjuntan en la memoria de calidades los certificados de los inversores y los equipos anti vertido que acreditan el cumplimiento de la UNE referenciada.

Además, el nuevo RD 15/2018 elimina el trámite de las autorizaciones administrativas (previa, de construcción y de explotación) para las instalaciones de tipo **a). - Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**, exigiendo en su artículo 18 punto sexto que: "Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes.

En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión".

2.2. PUNTO DE CONEXIÓN

Tal y como se indica en el punto anterior, la modalidad de autoconsumo de la instalación de generación que trata este proyecto es tipo **a). - Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes**. Esto quiere decir que se encuentra exenta de obtener los permisos de acceso y conexión con la distribuidora de la zona según indica la Disposición adicional segunda del RDL 15/2018 que expresa en su apartado a) Las acogidas a la modalidad sin excedentes recogidas en el artículo 9.1.a) de la ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

El proyecto TIRME es una instalación de generación que alimenta en paralelo con la red de distribución, una instalación de consumo eléctrico. La instalación fotovoltaica está conectada en red interior de baja tensión (tensión inferior a 1 kV).

En la clasificación de instalaciones generadoras indicada en la ITC BT-40: “Instalaciones generadores de baja tensión”, se trata de una instalación interconectada tipo c1):

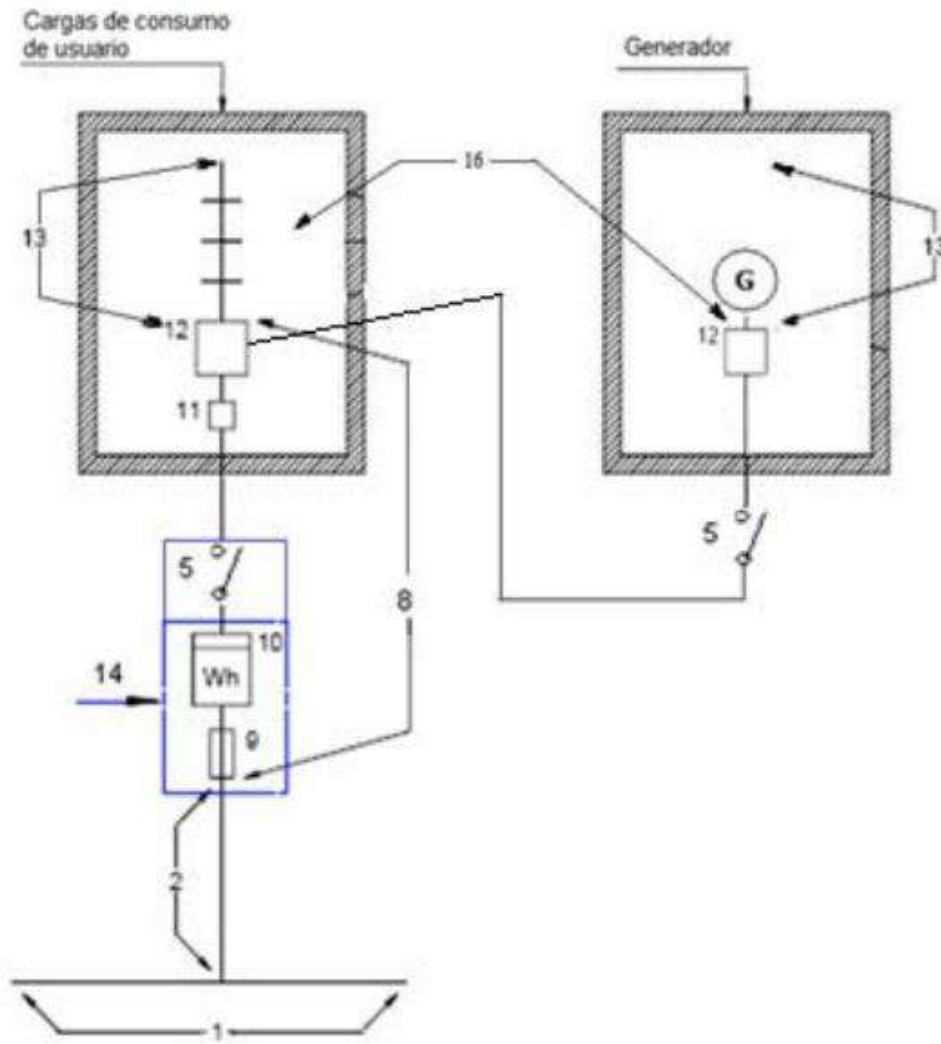
La conexión de la instalación se realiza en baja tensión, en el Cuadro de Baja Tensión (instalación interior), tal y como se refleja en el esquema 8 de la ITC-BT 40, siendo el punto de conexión de la instalación, el punto, compartido con la instalación asociada de consumo, con la red de distribución eléctrica, según el RD 900/2015 en el artículo 3, apartado “k) Instalación conectada a red: aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que esté unida a éste a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución.

Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes se considerarán instalaciones conectadas a la red a los efectos de la aplicación de este real decreto”.

4.3.A.2.2.1.1.3 Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP o CMP

El generador y la instalación de consumo pueden estar en el mismo o distinto local.

El generador debe estar conectado en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos. Por tanto no debe compartir circuito con ninguna otra carga de la instalación



Esquema 8

<u><i>Leyenda para instalaciones receptoras</i></u>	<u><i>Leyenda para instalaciones generadoras</i></u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)

2.3. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

Según el RD 15/2018 que establece en su disposición derogatoria única que los artículos de Real Decreto 900/2015 12.2 y 13.2 referentes a los equipos de medida para las instalaciones de autoconsumo están derogados, por lo que para las instalaciones de autoconsumo la normativa no obliga a instalar ningún equipo de medida.

DOCUMENTO 03 MEMORIA CONSTRUCTIVA

3. ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO

Se realizará un desbroce del terreno, empleando para ello medios mecánicos y manuales, de las zonas donde se realizará la instalación, dejándolas libres de vegetación y objetos que puedan ejercer de obstáculo durante la construcción. También se trasplantarán los árboles que puedan verse afectados.

En caso de encontrarse zonas de especial protección, éstas serán delimitadas de forma exhaustiva antes de inicio de los trabajos y se informará al personal de la prohibición de realizar cualquier acción o trabajo en dicha zona, así como de la necesidad de conservarlas.

Se realizará el movimiento de tierras necesario para nivelar el terreno, con el fin de minimizar el desnivel en la extensión donde se desarrollará el proyecto y dejando el terreno libre de hoyos. Se tratará de respetar las curvas topológicas y los cauces pluviales naturales de la zona.

4. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La potencia pico de la instalación se determina en el contrato de ejecución de la instalación y en base a esa potencia se determina el número de módulos a instalar, siendo la marca y modelo la aceptada por el promotor. Por tanto, el cálculo que determina la cantidad de módulos a instalar se fundamenta en una cuenta simple, una división entre la potencia pico aceptada por el promotor y la potencia pico del módulo aceptado:

$$\frac{\text{Potencia Pico instalación (Wp)}}{\text{Potencia Pico módulo (} \frac{\text{Wp}}{\text{módulo}} \text{)}} = \text{Cantidad de módulos}$$

$$577.260\text{Wp} / 540 \text{ (Wp/módulo)} = 1069 \text{ módulos}$$

Los módulos fotovoltaicos instalados son de la marca LONGI, modelo LR5-72HPH de 540 Wp:

Especificaciones generales					
Fabricante:		LONGI			
Modelo:		LR5-72HPH			
Tipo de célula:		Monocrystalino			
Rendimiento del módulo		21,10%			
Especificaciones eléctricas					
Tensión máx. del sistema(V)		1.500	Potencia máxima (Wp):		540
Corriente de cortocircuito (A):		13,85	Tensión a circuito abierto (V):		49,50
Corriente a máx. potencia (A):		12,97	Tensión a máx. potencia (V):		41,65
Características constructivas					
Alto (mm):	2.256	Ancho (mm):	1.133	Espesor (mm):	35
Peso (kg)	27,20	Coe. V %/C	-0,27	Coe. I %/C	0,05

4.2. INVERSORES

La potencia nominal de la instalación se determina en función del sistema inversor o sistema generador aceptado por el promotor.

Se ha seleccionado el inversor de la marca SUNGROW modelo SG110CX de 110 kW nominales.

A continuación, sus características técnicas.

Especificaciones generales			
Fabricante:		SUNGROW	
Modelo:		SG110CX	
Especificaciones eléctricas			
Potencia Nominal AC (kW):	110	Potencia máxima DC (kW):	110,00
Tensión DC mínima (V):	250	Tensión DC máxima (V):	1.100
Tensión DC mínima MPP (V):	550	Tensión DC máxima MPP (V):	850
Tensión AC nominal (V):	3x230V/ 400 +N+PE	Factor de potencia	0,8 cap - 0,8 ind

Rendimiento (%)	98,70	Tipo de salida	Trifásico
Intensidad de entrada máx. DC (A)	30	Nº de entradas	18
Intensidad de salida AC (A)	158,80		

4.3. CABLEADO

4.3.1. ZANJAS

Será necesario realizar la apertura y cerrado de zanjas para las canalizaciones del cableado de BT, MT comunicaciones y servicios auxiliares, cuyo tamaño será suficiente para transportar los tubos necesarios en cada caso.

Las zanjas para las canalizaciones de BT cumplirán lo dispuesto en la ITC-BT-07 y las de MT atenderán a lo establecido en la ITC-LAT-06.

De forma general, estas zanjas estarán constituidas por un lecho de arena de río lavada sobre el que se colocará el cable que se cubrirá por una tongada de arena. A continuación, se extenderá el cable de comunicaciones y se dispondrá otra capa de arena, cubriendo ambas toda la anchura de la zanja. A lo largo de todo el recorrido se colocará una placa de protección de cables subterráneos. La última capa se realizará en tierra vegetal, procedente de la capa superficial de la excavación y acopiada convenientemente, con el fin de recuperar el entorno vegetal de la zona. En esta última capa se dispondrán bandas de señalización a una profundidad de unos 10 cm.

Se dispondrán arquetas en los cambios de dirección y en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias o calas de tiro, como máximo cada 40 m para facilitar el tendido eléctrico.

4.3.2. DESCRIPCIÓN CABLEADO

Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y de 1kV de tensión de aislamiento, por lo que es adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Según la ITC BT-40 en su punto 5 expone "Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la

intensidad nominal.” Según esta misma norma ITC BT-40 la instalación se corresponde con el esquema 8 y en el apartado “4.A.3 Equivalencia entre las partes que constituyen las instalaciones receptoras y las generadoras” se denomina “13 Equipo generador-inversor (GEN)”. Por tanto, desde el sistema inversor hasta el punto de conexión con la instalación interior se determinan unas pérdidas que no pueden superar el 1,5%.

Para la parte de DC que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el sistema inversor se aplica la ITC BT-19 que en su apartado “2.2.2 Sección de los conductores. Caídas de tensión” dentro de este apartado se especifica que: “La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación interior y cualquier punto de utilización sea, salvo lo prescrito en las instrucciones particulares, menor del 3% de la tensión nominal para cualquier circuito interior de viviendas, y para otras instalaciones interiores o receptoras, del 3% para alumbrado y del 5% para los demás usos.” En nuestro caso somos lo que se considera una instalación interior por lo que en el total de la instalación no se deben superar pérdidas del 3%.

En base a lo expuesto anteriormente se determina una pérdida no superior del 3% para toda la instalación siendo el máximo de 1,5% en el tramo entre el sistema captador de módulos fotovoltaicos y el sistema inversor y otro 1,5% entre el sistema inversor y el punto de conexión con la instalación interior.

Además, como se indica anteriormente en el punto 5 de la ITC BT-40 se debe tener en cuenta que “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”. Este criterio se aplica a todo el cableado de la instalación.

Los conductores usados serán aislados y unipolares, siendo su tensión asignada 0,6/1 kV. En el caso de la derivación individual, se usarán cables no propagadores de incendio, con emisiones de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes las de la norma UNE 21123 parte 4 o 5, cumplen con estas prescripciones.

4.4. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENLACE

4.4.1. ACOMETIDA

Se define como la línea eléctrica que interconecta la caja General de protección y la red interior, ya que en una Central solar fotovoltaica de autoconsumo el sentido de la energía va desde la instalación hasta la red.

4.4.2. CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN

Cumplirá la norma UNE-EN 60 439-1, tendrá grado de inflamabilidad según norma UNE-EN 60 43 9-3, tendrá grado de protección IP43 o superior según UNE-EN 50 102 serán perceptibles.

Se encuentra en la marquesina de los inversores, junto a los mismos, para reducir la caída de tensión de cableado y por tanto las pérdidas que se produzcan en los mismos, y se conecta a la red interior del consumo, alimentándolo en paralelo con la energía que procede de la red.

En todos los casos se procurará que la situación elegida, sea lo más próxima a la red interior del consumo y protegida adecuadamente, de otras instalaciones tales como de aguas, gas, teléfono, etc.... según se indica en ITC-BT-06 e ITC-BT-07.

4.4.3. PROTECCIONES

La instalación está protegida contra sobretensiones transitorias según lo establecido en la ITC-BT-23 como instalación fija de categoría II o IV en función de su ubicación. Se han seguido los criterios indicados en la misma norma.

En cuanto a las protecciones, al tratarse de una instalación generadora de baja tensión, se aplican las establecidas en la ITC-BT 40. Sin embargo, las protecciones instaladas son las recogidas en el RD 1699/2011 por ser equivalentes a las anteriormente referidas y ser más restrictivas.

De forma detallada, se muestra el resumen de las Protecciones instaladas en cada tramo de la instalación eléctrica de la planta fotovoltaica:

Inversor:

- Se emplea un fusible a la entrada del inversor, para cada serie de módulos, en el lado de continua.
- Varistores conectados a tierra del lado de la red (protección ante sobrecargas).

- Según el punto 7 de la ITC-BT 40, el inversor cuenta con las protecciones de máxima y mínima frecuencia y las de máxima y mínima tensión entre fases, tal y como se indica posteriormente.
- Detección de isla de acuerdo al punto 7 de la ITC-BT-40, de acuerdo con la norma UNE 206006IN.
- Interruptor diferencial para protección contra contactos indirectos.
- Interruptor de circuito por falla de arco (ICFA) de acuerdo con la Sección 690.11 del Código Eléctrico Nacional.

Inversor --> Cuadro Inversores

- Interruptor magnetotérmico por cada inversor.

Cuadro Inversores → Cuadro General de Mando y Protección de la Planta PV

- Interruptor Automático Diferencial con rearme automático.
- Interruptor magnetotérmico.

Protección	Función
25	Comprobación de sincronismo
27	Subtensión trifásica, etapa de ajuste bajo.
59	Sobretensión trifásica, etapa de ajuste bajo.
81	Subfrecuencia o sobrefrecuencia
A Ret.	Anti retorno
R.A.	Protec. Anti-isla

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión -fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión - fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Las protecciones tendrán las características de la Tabla 1 del artículo 14 del RD1699/2011.

Sin embargo, la normativa específica de autoconsumo establece que en caso de que el inversor disponga de las protecciones necesarias, no se deben duplicar las mismas. En este sentido, se sustituye el 59N por un sistema de detección de funcionamiento en isla según norma UNE 206006 IN y un sistema que impide el vertido de energía a la red de distribución según norma UNE 217001 IN.

Especificadas estas protecciones nos aseguramos del completo cumplimiento de la normativa aplicable, la ITC-BT-40.

4.4.4. PUESTA A TIERRA

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en las normas ITC BT-18 e ITC BT-40, sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, están conectadas a una única tierra. Esta tierra es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

Tal como indica la ITC-BT-40, se empleará la tierra del mismo edificio dónde se situará la Instalación Fotovoltaica TIRME y los cálculos de dimensionamiento de la sección utilizada para los diferentes tramos de los conductores a tierra, se desarrollan en este proyecto.

Los materiales instalados aseguran lo establecido en el punto 3 de la ITC-BT-18 que dispone:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas. - La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.

- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:

- Barras, tubos.
- Pletinas, conductores desnudos.
- Placas: anillos, mallas metálicas; constituidas por los elementos anteriores o sus combinaciones; armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas; otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

La instalación se conectará a la instalación de tierra creada independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

Los conductores de tierra cumplirán las prescripciones de la siguiente tabla cuando estén enterrados:

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra se extremará el cuidado para que resulten eléctricamente correctas.

Se cuidará, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

En la instalación de puesta a tierra se preverá un borne principal de tierra, al cual se unen los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra,
- Los conductores de protección,

- Los conductores de unión equipotencial principal,
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

También se preverá sobre los conductores de tierra y en un lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra instalada, cumpliendo el punto 3.3. de la ITC-BT-18.

El electrodo se dimensiona de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no será superior al valor especificado para ella.

Según el punto 9 de la ITC-BT-18, este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

Los cálculos necesarios para este dimensionado están reflejados en las tablas 3, 4 y 5 del punto 9 de la ITC-BT-18.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores de fase (mm ²)	Sección Conductor Protección (mm ²)
$S_f < 16$	$S_p = S_f$
$16 < S_f < 35$	$S_p = 16$
$S_f > 35$	$S_p = S_f / 2$

Los conductores de protección están convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

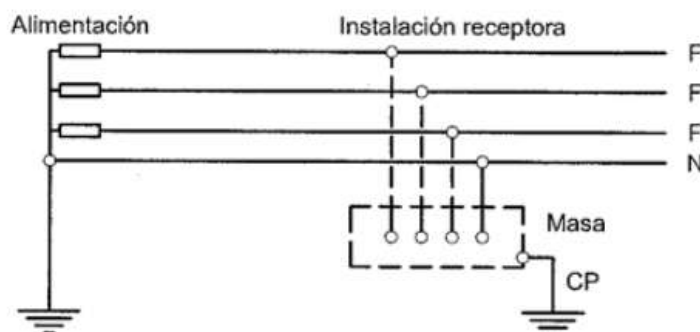
Las conexiones están accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de rellenos o en cajas no desmontables con juntas estancas.

Estarán constituidos por conductores aislados H07V – R/U/K de 750 V de tensión nominal de color amarillo-verde. De un modo general el tendido de estos conductores (protección, derivación, línea principal de tierra) se efectuará de modo que su recorrido sea el más corto posible, acompañando a los conductores activos correspondientes, sin cambios bruscos de dirección y sin conectarse a ningún aparato de protección, garantizando en todo momento su continuidad. Se verifica que las masas de la instalación, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación. Tal como está reflejado en el punto 12 de la ITC-BT-18, la instalación de puesta a tierra será revisada por el Director de Obra o el Instalador, antes de dar el alta para su puesta en marcha. También, se realizará una comprobación anual, cuando el terreno esté más seco, por personal técnicamente competente. Y cada cinco años, donde la conservación de los electrodos no sea favorable, se revisarán los mismos, así como los conductores de enlace.

4.4.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

La instalación se protegerá contra contactos indirectos mediante la puesta a tierra de las masas conductoras y la instalación de interruptores diferenciales de corriente de 30 mA y 300 mA de sensibilidad (inversor e interruptor magnetotérmico diferencial autorrearmable), de acuerdo con la instrucción ITC-BT-18 y la ITC BT-24.

En esta instalación se instalará una protección por corte automático de la alimentación de Esquema tipo TT.



La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz de corriente alterna en condiciones normales y 24V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_a \times I_a < U$$

Dónde:

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial residual es la corriente diferencial residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (24 o 50V).

Por tanto, contando con una tensión de contacto límite de 24 V, el valor de las resistencias de la toma de tierra no será superior a 80 ohmios.

4.4.6. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS

Para establecer los elementos y acciones a tomar destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos, se han seguido las indicaciones reflejadas en el punto 3 de la ITC-BT-24 y en la norma UNE 20.460-4-41 donde se establecen las siguientes condiciones a cumplir:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envoltentes.
- Protección por medio de obstáculos (no aplica en nuestro proyecto).

- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento (no aplica en nuestro proyecto).
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

4.4.7. PROTECCIÓN POR AISLAMIENTO DE LAS PARTES ACTIVAS

Las partes activas están recubiertas de un aislamiento que no puede ser eliminado más que destruyéndolo.

4.4.8. PROTECCIÓN POR MEDIO DE BARRERAS O ENVOLVENTES.

Lo descrito a continuación corresponde con lo establecido en el punto 3.2. de la ITC-BT-24.

Las partes activas están situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que poseen como mínimo el grado de protección IP XXB.

Las superficies interiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, responden como mínimo al grado de protección IP4X o IPXXD.

Las barreras o envolventes se fijan de manera segura y de robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario abrir las envolventes instaladas sólo será posible con la ayuda de una llave o de una herramienta.

4.4.9. DERIVACIONES DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA

Estarán constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas.

DOCUMENTO 04: CÁLCULOS

5. DIMENSIONAMIENTO DE LAS ENTRADAS AL GENERADOR-INVERSOR

5.1. SISTEMA GENERADOR-INVERSOR 110 kW MODELO SG110CX

Como las condiciones técnicas de los módulos son idénticas, el criterio de diseño de series de módulos es el mismo.

5.1.1. CRITERIO DE FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO:

La tensión U_{mp} de todas las series fotovoltaicas debe estar en el rango de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor en las condiciones de radiación y temperatura extremas del emplazamiento. Para el cálculo de los parámetros de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos de este proyecto, se utilizan las fórmulas que relacionan los datos y las gráficas de la ficha técnica del propio módulo fotovoltaico.

5.1.1.1. MÁXIMA TENSIÓN DE ENTRADA AL INVERSOR

La mayor tensión que puede producir un módulo fotovoltaico según ficha técnica se da a bajas temperaturas. Según se observa en las gráficas el voltaje aumenta con las bajas temperaturas por lo que para el cálculo de la tensión máxima se utiliza la temperatura más desfavorable que se pueda dar en Islas Baleares durante las horas diurnas. En este caso la temperatura que utilizaremos es $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Además, se considera que este efecto se produce bajo las condiciones mínimas de irradiación a las que puede funcionar el módulo fotovoltaico que son de 100 W/m^2 .

Por último, se considera que la serie debe funcionar dentro de los parámetros de entrada del seguidor de máxima potencia del inversor para aprovechar al máximo la producción.

Con el planteamiento anterior se obtiene la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico bajo la mínima irradiación.

- Irradiación de 100 W/m².
- Temperatura mínima histórica durante el día en Islas Baleares: -10 °C.

$$T_{\min} = T_a + \left[\frac{TONC - 20}{800} \right] \cdot G$$

dónde:

- $T_{\min}$ es la temperatura de operación del módulo a -10 °C en °C.
- T_a es la temperatura ambiente considerada como más desfavorable en °C en Islas Baleares.
- TONC es la temperatura de operación nominal de la célula en °C. Se obtiene de la ficha técnica del módulo.
- G es la irradiación en W/m² según las consideraciones tomadas.

$$T_{\min} = -10 + [(45 - 20) / 800] \cdot 100 = -6,875 \text{ °C}$$

Una vez se conoce la temperatura de funcionamiento del módulo bajo la temperatura más desfavorable se calcula el coeficiente de temperatura que afecta a la tensión. El coeficiente se obtiene a partir del valor base que se obtiene de la ficha técnica y coeficiente real se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Coe. u = \alpha_u \cdot \frac{V_{oc}}{100}$$

dónde:

- Coe. u es el coeficiente real de voltaje/temperatura en V/ °C.
- α_u es el coeficiente de la temperatura según ficha técnica en %/ °C.
- Voc es la tensión en circuito abierto en V.

$$Coe. u = -0,27 \cdot 49,50 / 100 = -0,13365 \text{ V/ °C}$$

Con la temperatura de operación del módulo y el coeficiente de tensión/temperatura se obtiene la tensión máxima:

$$U_{pmp \text{ MÁX}} = U_{pmp \text{ CEM}} + Coe. u \cdot (T_{\min} - T_{CEM})$$

donde:

- $U_{\text{pmp M\acute{A}X}}$ es la tensión máxima en condiciones más desfavorable en V.
- U_{pmpCEM} es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V.
- $\text{Coe. } u$ es el coeficiente de voltaje/temperatura en V/ °C.
- $T_{\text{mín}}$ es la temperatura de operación del módulo a -10 °C en °C.
- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{\text{pmp a -10 °C}} = 41,65 + (-0,13365) * (-6,875 - 25) = 45,91\text{V}$$

5.1.2. MÍNIMA TENSIÓN DE ENTRADA AL INVERSOR

La menor tensión que puede producir un módulo fotovoltaico según ficha técnica se da a altas temperaturas. Según se observa en las gráficas el voltaje disminuye con las altas temperaturas por lo que para el cálculo de la tensión mínima se utiliza la temperatura más desfavorable que se pueda dar en Islas Baleares durante las horas diurnas. En este caso la temperatura que utilizaremos es 41,40 °C.

Además, se considera que este efecto se produce bajo la condición de máxima irradiación que se consideran bajo una irradiación de 1000 W/m².

Por último, se considera que la serie debe funcionar dentro de los parámetros de entrada del seguidor de máxima potencia del inversor para aprovechar al máximo la producción.

$$T_{\text{m\acute{a}x}} = T_a + \left[\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right] \cdot G$$

dónde:

- $T_{\text{m\acute{a}x}}$ es la temperatura de operación del módulo a 41,40 °C en °C.
- T_a es la temperatura ambiente considerada como más desfavorable en °C en Islas Baleares.
- T_{ONC} es la temperatura de operación nominal de la célula en °C. Se obtiene de la ficha técnica del módulo.
- G es la irradiación en W/m² según las consideraciones tomadas.

$$T_{\text{m\acute{a}x}} = 41,40 + [(45 - 20) / 800] * 1000 = 72,65\text{°C}$$

El coeficiente de voltaje/temperatura ya se ha obtenido en el apartado anterior, por lo que con la temperatura de operación del módulo y el coeficiente de tensión/temperatura se obtiene la tensión mínima:

$$U_{pmp\ MÍN} = U_{pmp\ CEM} + Coe.\ u * (T_{máx} - T_{CEM})$$

donde:

- $U_{pmp\ MÍN}$ es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- $U_{pmp\ CEM}$ es la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar en V.
- $Coe.\ u$ es el coeficiente de voltaje/temperatura en V/ °C.
- $T_{máx}$ es la temperatura de operación del módulo a 41,40°C en °C.
- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{pmp\ a\ 41,40^{\circ}C} = 41,65 + (-0,13365) \cdot (72,65 - 25) = 35,28V$$

5.1.3. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A CONECTAR EN SERIE

El número de elementos a conectar en serie viene fijado por el rango de tensiones del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia, por lo que según los datos de la ficha técnica del inversor y la siguiente fórmula se obtienen los módulos a conectar en serie:

$$\frac{mín\ U_{pmp}}{U_{pmp\ MÍN}} \leq N_s \leq \frac{máx\ U_{pmp}}{U_{pmp\ MÁX}}$$

dónde:

- $mín\ U_{pmp}$ es la tensión mínima del seguidor de máxima potencia del inversor en V.
- $máx\ U_{pmp}$ es la tensión máxima del seguidor de máxima potencia del inversor en V.

- $U_{pmp\ MÁX}$ es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- $U_{pmp\ MÍN}$ es la tensión mínima en condiciones más desfavorable en V.
- N_s cantidad de módulos fotovoltaicos a colocar en serie

$$550/35,28 \leq N_s \leq 850/45,91$$

$$15,59 \leq N_s \leq 18,51$$

Las series de módulos deben tener como mínimo 15,59 y como máximo un total de 18,51 módulos fotovoltaicos para que las series funcionen dentro de sistema de máxima potencia del inversor SG110CX.

5.1.4. CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO SEGURO

5.1.4.1. CRITERIO DE FUNCIONAMIENTO SEGURO PARA DETERMINAR EL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE

Por último, se considera el criterio de funcionamiento seguro que es el más desfavorable que se puede dar, apoyado en la ficha técnica del módulo fotovoltaico que radica en la suposición de que la serie fotovoltaica se encuentra instalada en circuito abierto.

La tensión en circuito abierto U_{oc} del conjunto de módulos fotovoltaico debe ser menor que la tensión máxima de entrada del inversor y que la tensión máxima permisible en el sistema para módulos fotovoltaicos, en las condiciones de irradiación de 1000 W/m^2 y temperatura de 25°C . Según fichas técnicas el voltaje aumenta con las bajas temperaturas por lo que el criterio de seguridad se da para la temperatura más desfavorable de Islas Baleares que es de -10°C .

$$U_{OC\ MÁX} = U_{OC\ CEM} + Coe_{.U} (T_{min} - T_{CEM})$$

donde:

- $U_{OC\ MÁX}$ es la tensión de circuito abierto a la temperatura de -10°C en V.
- $U_{OC\ CEM}$ es la tensión de circuito abierto en condiciones estándar en V.
- $Coe_{.u}$ es el coeficiente de la temperatura en $V/^\circ\text{C}$.
- T_{min} es la temperatura de operación del módulo a -10°C en $^\circ\text{C}$.

- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$U_{OC\ MÁX} \text{ a } -10\text{ °C} = 49,50 + (-0,13365) * (-6,875 - 25) = 53,76V$$

Con este valor se obtiene el número máximo de módulos que se pueden colocar en serie.

$$N_{Sm\acute{a}x} \leq \frac{\text{mín}(U_{INV\ MÁX} \text{ y } U_{MOD\ MÁX})}{U_{OC\ MÁX}}$$

donde:

- $N_{Sm\acute{a}x}$ es el número de módulos máximo a colocar en serie
- $\text{mín}(U_{INV\ MÁX} \text{ y } U_{MOD\ MÁX})$ es la tensión más baja entre la máxima de funcionamiento del módulo fotovoltaico y la máxima de entrada del inversor en V.
- $U_{OC\ MÁX}$ es la tensión de circuito abierto a la temperatura de -10°C en V.

$$20,46 \leq 1.100/53,76$$

El valor obtenido de 20,46 es el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie en cualquiera de las series del inversor para no sufrir problemas con el voltaje en la entrada al inversor SG110CX.

5.1.4.2. CONDICIÓN LÍMITE DE MÁXIMA CORRIENTE DE ENTRADA AL INVERSOR

El segundo criterio de funcionamiento seguro que se debe tener en cuenta es el de la corriente de cortocircuito del grupo fotovoltaico, este valor debe ser menor que la corriente de entrada máxima del inversor, en las peores condiciones posibles, se utiliza para determinar la cantidad de series en paralelo que se pueden conectar.

En el caso de la intensidad, la ficha técnica del módulo fotovoltaico muestra que la intensidad aumenta con la temperatura y se da en los casos de máxima irradiación.

Para determinar el peor escenario posible hace falta obtener el coeficiente de intensidad/temperatura. El coeficiente se obtiene a partir del valor base que se obtiene de la ficha técnica y la intensidad de cortocircuito de la ficha técnica, con estos datos se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Coe.i = \alpha_i * \frac{I_{CC}}{100}$$

donde:

- Coe. i es el coeficiente real de intensidad/temperatura en A/°C.
- α_i es el coeficiente de la temperatura según ficha técnica en %/°C.
- I_{CC} es la intensidad de cortocircuito en A.

$$Coe. i = 0,05 * 13,85 / 100 = 0,006648 \text{ A/°C}$$

Con el coeficiente intensidad/temperatura se calcula la intensidad de cortocircuito que se puede dar en el caso más desfavorable en cualquiera de las series conectadas al inversor. Se tiene en cuenta la temperatura de funcionamiento del módulo a la temperatura más elevada calculada en apartados anteriores.

$$I_{CCMÁX} = I_{CCCEM} * \frac{G}{1000} + Coe.i * (T_m - T_{CEM})$$

donde

- $I_{CCMÁX}$ es la corriente de cortocircuito a la temperatura de 41,40°C en A.
- I_{CCCEM} es la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de prueba en A.
- G es la irradiación en W/m².
- Coe. i es el coeficiente real de voltaje/temperatura en A/°C.
- $T_{máz}$ es la temperatura de operación del módulo a 41,40°C en °C.
- T_{CEM} es la temperatura estándar de prueba, 25 °C en °C.

$$I_{sc \text{ a } 41,40^\circ\text{C}} = 13,85 * 1000 / 1000 + 0,006648 * (72,65 - 25) = 14,03\text{A}$$

Con la intensidad máxima de cortocircuito se obtiene el número máximo de series de paralelo que se pueden conectar.

$$N_p \leq \frac{I_{INV MÁX}}{I_{CC MÁX}}$$

donde

- N_p número máximo de series en paralelo que se pueden conectar.
- $I_{INV MÁX}$ intensidad máxima de entrada al inversor en A.
- $I_{CC MÁX}$ es la corriente de cortocircuito a la temperatura de 41,40°C en A.

$$N_p \leq 30 / 14,03 = 2,14$$

5.2. DATOS FINALES SISTEMA INVERSOR SG110CX

El inversor SUNGROW modelo SG110CX de 110 kW dispone de 18 entradas al inversor. El sistema diseñado es de 16 series conectadas al inversor respetando los criterios de funcionamiento óptimo y de seguridad.

Por último, en este apartado, se comprobará que se cumplen las dos exigencias del CTE:

- Potencia del generador fotovoltaico = $(1069 * 540) = 577,26 \text{ kWp}$
- Potencia del inversor/potencia instalada = $550 / 577,26 \text{ kW} = 0,80 < 0,953 < 1,2$

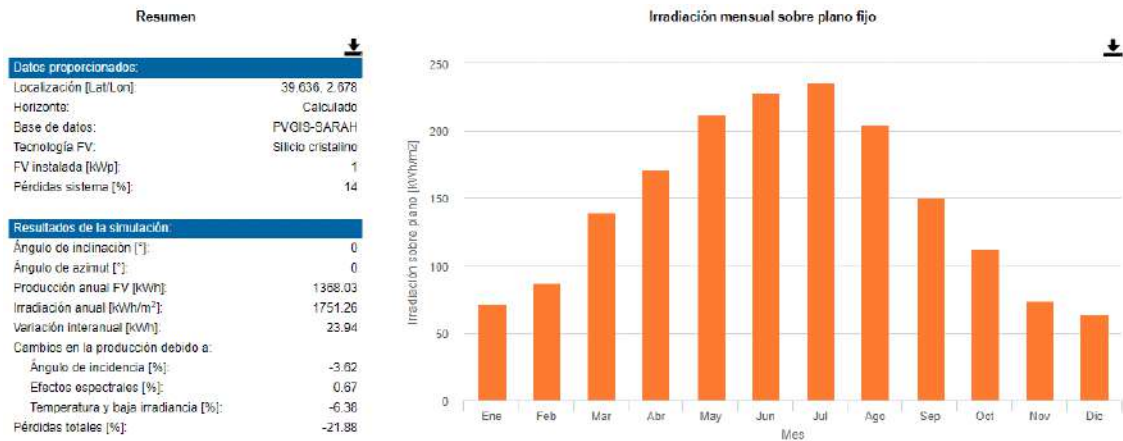
Total sistema:			
Número total de Módulos:	1069	Número total inversores:	5
P. total del G.F. (kWp):	577,26	P. nominal de la planta (kW)	550

6. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

6.1. ORIGEN DE LOS DATOS DE RADIACIÓN

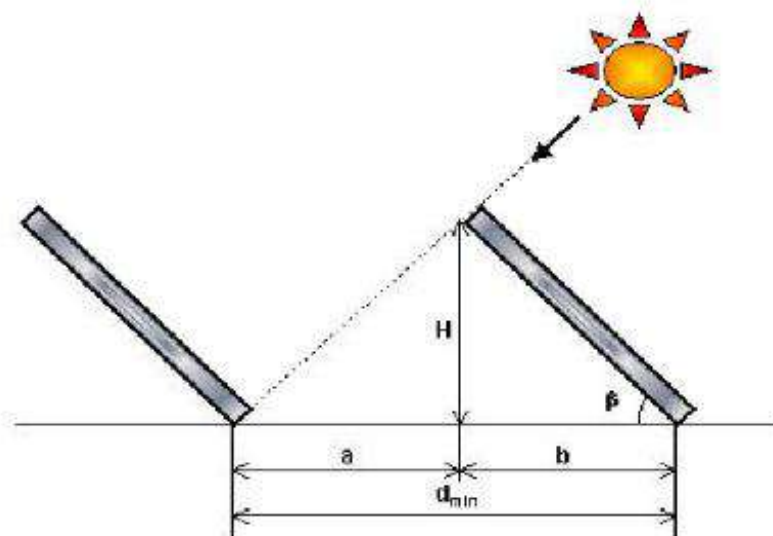
Los datos de radiación están tomados de la Comisión Europea JRC de la web "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)". Esta web sale referenciada por el IDAE dentro de la lista de web y sites de referencia.

A la hora de ubicar el emplazamiento en la web se utilizan las coordenadas y se toma la consideración de obtener el dato de radiación horizontal en kWh/m².



6.2. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la siguiente figura del presente documento.



En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$As = (90^\circ - \text{Latitud}_{\text{instalación}}) - 23,5^\circ$$

Donde:

- As es la altura solar en el mediodía del mes más desfavorable. Se da en grados.
- Latitud_{instalación} es la latitud a la que se encuentra la instalación en grados.

$$As = (90 - 40) - 23,5 = 26,5^\circ$$

De la figura anterior deducimos mediante las fórmulas del teorema de Pitágoras la distancia mínima entre filas:

$$d_{\min}(\text{m}) = \text{Altura}_{\text{módulo}} * (\cos \beta + \text{sen } \beta / \text{tg } As)$$

Donde:

- $d_{\min}$ es la distancia entre frentes de módulos para evitar sombras, expresada en metros.
- $\text{Altura}_{\text{módulo}}$ es la longitud del módulo (incluido el marco y el soporte correspondiente).
- β es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

Para aplicar esta fórmula a la cubierta se debe introducir una modificación ya que la fórmula está pensada para una instalación sobre una superficie plana sin inclinación y se debe tener en cuenta la inclinación de la superficie de instalación.

El coeficiente a aplicar es la pendiente sur/norte de la cubierta que se calcula de las fórmulas que se deducen del Teorema de Pitágoras. Para ello se tiene en cuenta la inclinación de la cubierta y la desorientación de la misma respecto al sur, expresándose de la siguiente el cálculo:

$$\text{ATAN}(\text{Tangente}(\text{Pendiente cubierta}) * \text{Coseno}(\text{Desorientación}))(^{\circ}) = \text{Pendiente} \frac{N}{S} (^{\circ})$$

Donde:

- Pendiente cubierta es la inclinación que tienen las cubiertas donde se realiza la instalación en grados.

- Desorientación es ángulo que forma el sur geográfico con la línea de máxima pendiente de la cubierta en grados.
- Pendiente N/S es el ángulo que real que tiene la cubierta en la dirección Norte/Sur en grados.

Para la instalación de TIRME las distancias mínimas quedarían de la siguiente manera:

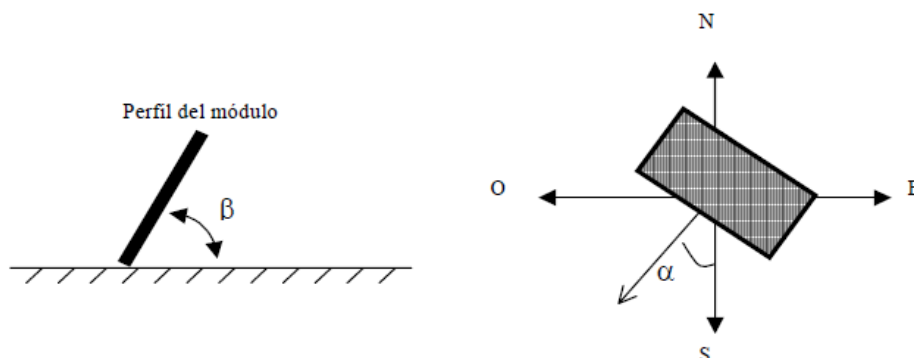
Cubierta	Inclinación	Distancia entre filas
Terreno	30	7,5

6.3. PÉRDIDAS

6.3.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

El objeto de este cálculo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas admisibles.

Las pérdidas por este concepto se calculan en función del ángulo de inclinación β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal y del ángulo de acimut α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.



En el caso de este proyecto, la instalación de los módulos tiene las siguientes características:

- $\alpha = 0^\circ$

- $\varphi = 40$
- $\beta = 30^\circ$

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

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1,2 \cdot 10^{-4} * [30 - 40 + 10]^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} * 0^2] = 0,00\%$$

Las pérdidas por inclinación y orientación son de $0,00\% < 10\%$ que exige la norma DB HE5 del CTE por el caso general y reflejado también en el IDAE según la tabla siguiente:

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

6.3.2. PÉRDIDAS POR SOMBREADO

La instalación se ha diseñado para que no existan elementos productores de sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Ya se ha tenido en cuenta en la distancia entre filas y en las distancias con los elementos que son susceptibles de dar sombras, de modo que la instalación se iniciará fuera de la zona de afección de las sombras. Por lo tanto, las pérdidas por sombreado serán nulas.

6.4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL

Para determinar la producción de la instalación se deben determinar el rendimiento de la planta. Las pérdidas de la instalación son las siguientes:

Pérdidas por dispersión de potencia	2,50%
Pérdidas por temperatura	4,64%
Pérdidas por ensuciamiento	3,00%
Pérdidas por inclinación y acimut	0,00%
Pérdidas por sombras	0,00%

Pérdidas por degradación fotónica	1,00%
Pérdida eléctrica	4,51%
Pérdida por reflectancia	2,70%
Pérdidas totales	18,36%
Rendimiento instalación	81,64%

Con el resumen de pérdidas a las que se enfrenta el módulo fotovoltaico en la ubicación del presente proyecto y con las características de instalación detalladas en apartados anteriores se procede a calcular la producción de la instalación con carácter anual.

Para el cálculo se utiliza la siguiente formula:

$$R_{dh} * F_k * S_{\text{total mód.}} * E_{\text{fic. mód.}} * R_{\text{end. inst.}} * \text{Días} = \text{Producción mensual}$$

Donde

- R_{dh} es la radiación horizontal diaria, en kWh/(m² * día).
- F_k es el factor de inclinación dependiente de la latitud y de la inclinación.
- $S_{\text{total instalación}}$ es la superficie total de módulos fotovoltaicos, en m².
- $E_{\text{fic. mód.}}$ es la eficiencia según ficha técnica del módulo, en %.
- $R_{\text{end. inst.}}$ es el rendimiento de la instalación, en %.
- Días son los días del mes.
- Producción mensual es la cantidad de energía que produce la planta en el mes de cálculo, en kWh.

El factor k necesario para el cálculo de la producción de la planta se puede obtener de la web www.cleanergysolar.com y depende y varia con la latitud y la inclinación de los módulos fotovoltaicos. En este caso utilizaremos la tabla para una latitud de 40° y una inclinación de 30°.

La superficie total de módulos fotovoltaicos se obtiene con las medidas según ficha técnica y la cantidad de módulos resultando en este proyecto una superficie de módulos fotovoltaicos de 2732,42m².

$$S_{\text{total instalación}} = \text{Alto}_{\text{mód.}} * \text{Ancho}_{\text{mód.}} * \text{Cantidad}_{\text{mód.}}$$

Donde

- $S_{\text{total instalación}}$ es la superficie total de módulos fotovoltaicos en m^2 .
- $\text{Alto}_{\text{mód.}}$ dimensión según ficha técnica del módulo.
- $\text{Ancho}_{\text{mód.}}$ dimensión según ficha técnica del módulo.
- $\text{Cantidad}_{\text{mód.}}$ es la cantidad de módulos de la instalación.

$$2,256 * 1,133 * 1069 = 2732,42m^2$$

Por lo tanto, con los datos ya calculados anteriormente y los datos del factor k se obtiene la producción mensual y anual de la planta:

Mes	Radiación horizontal (kWh/m ² ·d)	Factor de inclinación a 30°	Días al mes	Energía producida (kWh)
Enero	2,31	1,34	31	45.168,55
Febrero	3,11	1,26	28	51.647,18
Marzo	4,49	1,17	31	76.656,96
Abril	5,70	1,07	30	86.126,65
Mayo	6,84	1,01	31	100.808,43
Junio	7,60	0,98	30	105.176,47
Julio	7,62	1,01	31	112.304,13
Agosto	6,60	1,09	31	104.975,95
Septiembre	5,02	1,20	30	85.067,54
Octubre	3,61	1,34	31	70.588,08
Noviembre	2,47	1,43	30	49.878,33
Diciembre	2,07	1,41	31	42.590,12
Total producción anual (kWh)				930.988,38

7. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

7.1. TENSIÓN NOMINAL Y CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

La tensión nominal de la presente instalación ha de estar de acuerdo con la tensión de servicio proporcionada por la empresa distribuidora. Esta tensión será de 230 V entre fase y neutro y 400 V entre fases.

De acuerdo con el REBT y el PCT IDAE 2002 las caídas de tensión máxima admisible serán de:

- Instalación que se corresponde desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada al sistema inversor o generador que enteramente se encuentra en Corriente Continua y Baja Tensión: pérdidas máximas admisibles 1.5%
- Instalación que se corresponde con la comprendida entre el sistema generador o sistema inversor y el punto de conexión con la instalación interior del cliente en Corriente Alterna y Baja Tensión: pérdidas máximas admisibles 1.5%

7.2. TRAMO 1, DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AL SISTEMA INVERSOR O SISTEMA GENERADOR

En este tramo la distancia media desde la ubicación de los módulos fotovoltaicos hasta las entradas al sistema generador es de 180 metros. Con este dato y la cantidad de módulos conectados en serie y el número de series en paralelo se determina la sección que debe de tener el cable para no exceder la caída de tensión en este tramo que es de 1,5%. La fórmula utilizada se deduce de las fórmulas que se exponen en la "Guía técnica de aplicación – Anexos" "Cálculo de las caídas de tensión" Anexo 2.

$$S_{mín1} = \frac{2 * L * I}{\gamma * e * U} = \frac{2 * L_{tramo1} * N_p * I_{cc \text{ máx}}}{56 * e_1 * N_s * V_{oc \text{ máx}}}$$

donde

- $S_{mín1}$ es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm^2 .
- L_{tramo1} es la longitud media desde las series de módulos fotovoltaicos hasta las entradas del sistema inversor o generador en metros.
- N_p es la cantidad de series en paralelo que van al sistema inversor o generador.
- $I_{cc \text{ máx}}$ intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable -10°C en A.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- e_1 es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- N_s es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie para la serie más desfavorable.

- $V_{oc\text{ máx}}$ es tensión de circuito abierto a la temperatura de $41,40^{\circ}\text{C}$ en V.

$$S_{\text{mín}1} = (2 \cdot 180 \cdot 2 \cdot 14,03) / (56 \cdot 0,015 \cdot 18 \cdot 53,76) = 6,22 \text{ mm}^2$$

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de series siendo esta sección nunca inferior a 4 mm^2 . Se comprueba con la tabla de la ITC BT 19, tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C . N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo en las series fotovoltaicas es la más desfavorable $I_{cc\text{ máx}}$ que se ha calculado como $14,03\text{A}$. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable cumple y se obtiene una intensidad de $17,54\text{A}$.

$$I_{cc\text{ máx factor de seguridad } 1} = 1,25 \cdot I_{cc\text{ máx}}$$

donde

- $I_{cc\text{ máx factor de seguridad } 1}$ es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{cc\text{ máx}}$ intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable -10°C en A.

$$I_{cc\text{ máx factor de seguridad } 1} = 1,25 \cdot 14,03 = 17,54\text{A}$$

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente tabla 1 ITC BT 19, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{\text{mín}2} > I_{cc\text{ máx factor de seguridad } 1}$$

donde

- $S_{\text{mín}2}$ es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo entre módulos fotovoltaicos y el sistema inversor en mm^2 .

- $I_{cc \text{ máx}}$ factor de seguridad 1 es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

$$4 \text{ mm}^2 > 17,54 \text{ A}$$

Con estos dos criterios y para no superar el 1,50% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de 6 mm².

Con la sección 6 mm² comercial obtiene el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre los módulos fotovoltaicos y el sistema inversor:

$$e_{\text{máx1}} (\%) = \frac{2 * L * I}{\gamma * e * U} = \frac{2 * L * N_p * I_{cc \text{ máx}}}{56 * S_{\text{com1}} * N_s * V_{oc \text{ máx}}}$$

donde

- $e_{\text{máx1}}$ es la caída máxima que se va a dar en el tramo en %.
- L_{tramo1} es la longitud media desde las series de módulos fotovoltaicos hasta las entradas del sistema inversor o generador en metros.
- N_p es la cantidad de series en paralelo que van al sistema inversor o generador.
- $I_{cc \text{ máx}}$ intensidad de cortocircuito máxima de entrada al sistema inversor a la temperatura más desfavorable -10°C en A.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- S_{com1} es la sección comercial mínima para el tramo mod-inv en mm².
- N_s es la cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie para la serie más desfavorable.
- $V_{oc \text{ máx}}$ es tensión de circuito abierto a la temperatura de 41,40°C en V.

$$e_{\text{máx1}} = (2 * 180 * 1 * 14,03) / (56 * 6 * 18 * 53,76) = 1,50\%$$

7.3. TRAMO 2: DEL SISTEMA INVERSOR O SISTEMA GENERADOR AL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO

En este tramo la distancia media desde la ubicación del sistema inversor o generador hasta el Cuadro General Fotovoltaico es de 20 metros. Con este dato y la

consideración que según la ITC BT 40 en su esquema 8 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no pueda exceder el 1,50%. Por lo tanto y al existir dos tramos desde este punto al de conexión en red interior se determinará que la caída de tensión en ambos tramos no será superior al 0,75%. La fórmula utilizada se puede encontrar en cualquier manual de Instalaciones Trifásicas.

$$S_{\min 3} = \frac{P_{\max \text{ con inv1}} * L_{\text{tramo 2}}}{\gamma * e_2 * V_{\text{servicio}}^2}$$

donde

- $S_{\min 3}$ es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm^2 .
- $P_{\max \text{ con inv1}}$ es la potencia máxima conectada a cualquiera de los elementos del sistema inversor del mismo modelo SG110CX en kWp.
- $L_{\text{tramo 2}}$ es la longitud media desde el sistema inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en $\text{m}/\Omega^{-1} * \text{mm}^2$
- e_2 es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

$$S_{\min 3} = (110.000 * 20) / (56 * 0,0075 * 400^2) = 32,74 \text{ mm}^2$$

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de salida del sistema inversor en base a los valores de la tabla de la ITC BT 19, tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C . Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo es la intensidad de salida del inversor que se obtiene de la ficha técnica del SG110CX que es de 158,80A. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable queda protegido y se obtiene una intensidad de 198,50A.

$$I_{CC \text{ máx factor de seguridad 2}} = 1,25 * I_{\text{salida inv}}$$

donde

- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 2}$ es la intensidad máxima que puede circular a la salida del inversor teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{\text{salida inv}}$ intensidad de salida del inversor en A.

$$I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 1} = 1,25 * 158,80 = 198,50A$$

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente tabla 1 ITC BT 19, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{\text{mín4}} > I_{cc \text{ máx factor seguridad } 2}$$

donde

- $S_{\text{mín4}}$ es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo del sistema inversor al Cuadro General Fotovoltaico en mm².
- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad } 2}$ es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

$$95 \text{ mm}^2 > 198,50 \text{ A}$$

Con estos dos criterios y para no superar el 0,75% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de 95mm².

Con la sección 95mm² comercial obtiene el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre los módulos fotovoltaicos y el sistema inversor:

$$e_{\text{máx } 2} = \frac{P_{\text{máx con inv1}} * L_{\text{tramo } 2}}{Y * S_{\text{com2}} * V_{\text{servicio}}^2}$$

donde

- $e_{\text{máx } 2}$ es la caída máxima de tensión para el tramo entre el sistema inversor o generador porcentaje.
- $P_{\text{máx con inv1}}$ es la potencia máxima conectada a cualquiera de los elementos del sistema inversor del mismo modelo SG110CX en kWp.

- L_{tramo2} es la longitud media el sistema inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20 °C en $\text{m}/\Omega^{-1} \cdot \text{mm}^2$
- S_{com2} es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm^2 .
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

$$e_{\text{máx2}} = (110.000 \cdot 20) / (56 \cdot 95 \cdot 400^2) = 0,26\%$$

7.4. TRAMO 3: DEL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO AL PUNTO DE CONEXIÓN EN RED INTERIOR EN BAJA TENSIÓN

En este tramo la distancia media desde la ubicación del Cuadro general Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión es de 28 metros. Con este dato y la consideración que según la ITC BT 40 en su esquema 8 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no pueda exceder el 1,50%. Por considerado en el apartado anterior. A este tramo le corresponde una caída de tensión no será superior al 0,75%. La fórmula utilizada se puede encontrar en cualquier manual de Instalaciones Trifásicas.

$$S_{\text{mín 5}} = \frac{P_{\text{máx instalación}} \cdot L_{\text{tramo 3}}}{\gamma \cdot e_3 \cdot V_{\text{servicio}}^2}$$

donde

- $S_{\text{mín5}}$ es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm^2 .
- $P_{\text{máx instalación}}$ es la potencia máxima de la instalación en kWp.
- L_{tramo3} es la longitud media desde el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20 °C en $\text{m}/\Omega^{-1} \cdot \text{mm}^2$
- e_3 es la caída máxima admisible para este tramo de la instalación en porcentaje.
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

$$S_{\text{mín 5}} = (577.260 \cdot 28) / (56 \cdot 0,0075 \cdot 400^2) = 240,53 \text{mm}^2$$

Además, se tiene en cuenta la intensidad que circulará por los cables de salida del sistema inversor en base a los valores de la tabla de la ITC BT 19, tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

En base a este criterio la intensidad que va a circular como máximo es la intensidad total entregada por el sistema inversor o generador que se obtiene de la multiplicación de la intensidad de salida de la ficha técnica del SG110CX que es de 158,80A por el número de equipos que en este caso es de 5 unidades. La intensidad total entregada es de 794,00A. Esta intensidad se multiplica por un factor de seguridad de 1,25 según indica la ITC BT 40 en su punto 5, para asegurar que el cable queda protegido y se obtiene una intensidad de 992,50A.

$$I_{cc \text{ máx factor de seguridad 3}} = 1,25 * I_{\text{total salida CGF}}$$

donde

- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad 3}}$ es la intensidad máxima que puede circular a la salida del inversor teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad en A.
- 1,25 es el factor de seguridad aplicado.
- $I_{\text{total salida CGF}}$ intensidad de salida del inversor en A.

$$I_{cc \text{ máx factor de seguridad 1}} = 1,25 * 794,00 = 992,50A$$

Esta intensidad es la que se usa para el segundo criterio de dimensionamiento del cable. Según la tabla referenciada anteriormente tabla 1 ITC BT 19, la sección mínima del cable debería ser:

$$S_{\text{mín6}} > I_{cc \text{ máx factor seguridad 3}}$$

donde

- $S_{\text{mín6}}$ es la sección mínima según el criterio de intensidad para el tramo del Cuadro General Fotovoltaico al Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión en mm².
- $I_{cc \text{ máx factor de seguridad 3}}$ es la intensidad máxima que puede circular teniendo en cuenta el caso más desfavorable de cortocircuito y un coeficiente de seguridad en A.

$$3 \times 185 \text{ mm}^2 > 992,50 \text{ A}$$

Con estos dos criterios y para no superar el 0,75% de caída de tensión en este tramo la primera sección que cumple los dos criterios es el cable de 241 mm².

Con la sección 241 mm² comercial obtiene el % de pérdidas eléctricas máximas reales del tramo entre los módulos fotovoltaicos y el sistema inversor:

$$e_{\text{máx } 3} = \frac{P_{\text{máx con inv1}} * L_{\text{tramo } 3}}{\gamma * S_{\text{com3}} * V_{\text{servicio}}^2}$$

donde

- $e_{\text{máx } 3}$ es la caída máxima de tensión para el tramo entre el sistema inversor o generador porcentaje.
- $P_{\text{máx instalación}}$ es la potencia máxima de la instalación en kWp.
- $L_{\text{tramo } 3}$ es la longitud media el sistema inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico en metros.
- γ es la conductividad del cobre a 20°C en m/Ω⁻¹ * mm²
- S_{com3} es la sección mínima que sería necesaria para no superar la caída de tensión establecida en mm².
- V_{servicio} es tensión de servicio en V.

$$e_{\text{máx } 2} = (577.260 * 28) / (56 * 241 * 400^2) = 0,75\%$$

7.5. JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL CABLEADO, CANALIZACIONES Y PROTECCIONES.

7.5.1. CRITERIO DE SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO CONDUCTOR DE LA PLANTA

Para la selección del cableado se han tenido en cuenta las intensidades de salida y la caída de tensión en cada tramo estudiado. La normativa tomada en cuenta son las especificaciones técnicas de la ITC BT 40 y las especificaciones técnicas del ITC BT-19, así como la norma UNE-HD 60364-5-52:2014.

Como se puede comprobar en la tabla C.52-1 bis de la UNE-HD 60364-5-52:2014:

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
A1		PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2									
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC 3		PVC 2					XLPE 3				XLPE 2			
B2			PVC 3	PVC 2					XLPE 3		XLPE 2							
C						PVC 3				PVC 2			XLPE 3			XLPE 2		
E								PVC 3				PVC 2			XLPE 3		XLPE 2	
F										PVC 3				PVC 2		XLPE 3		XLPE 2
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm²																		
Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	—
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Alu-minio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	—
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	—	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	—	—	—	—	—	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Aislamientos termoestables (90°C)		Aislamientos termoplásticos (70°C)	
XLPE: Polietileno reticulado	EPR: Etileno-propileno	PVC: Policloruro de vinilo	

La consideración que se ha tenido en cuenta en el tramo que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el sistema generador o inversor es una consideración de instalación tipo B1, "Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra" y el tipo de conductor que compone este tramo es 2x XLPE o EPR. Que justifica la elección del cable utilizado.

La consideración que se ha tenido en cuenta en el tramo que va desde el sistema generador o inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico es una consideración de instalación tipo B1, "Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra" y el tipo de conductor que compone este tramo es 3x XLPE o EPR. Que justifica la elección del cable utilizado.

La consideración que se ha tenido en cuenta en el tramo que va desde el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión dentro de la Red Interior en Baja Tensión es una consideración de instalación tipo B1, "Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra" y el tipo de conductor que compone este tramo es 3x XLPE o EPR. Que justifica la elección del cable utilizado.

7.5.2. CRITERIO DE SELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CABLEADO DE TIERRA

El criterio que se ha seguido para la determinación de las secciones de tierra utilizadas en la instalación es el que aporta la ITC BT 18 en la tabla número 2:

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

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

Por tanto, si la sección del cableado que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el sistema generador o inversor es de 4 mm² la sección de tierra a utilizar para poner a tierra este tramo de la instalación es de 4 mm².

Consecuentemente si la sección del cableado que va desde el sistema generador o inversor hasta el Cuadro General Fotovoltaico es de 95 mm² la sección de tierra a utilizar para poner a tierra este tramo de la instalación es de 50 mm².

Por último, si la sección del cableado que va desde el sistema el Cuadro General Fotovoltaico hasta el Punto de Conexión dentro de la Red Interior en Baja Tensión es

de 3 x 185 mm² la sección de tierra a utilizar para poner a tierra este tramo de la instalación es de 3 x 95 mm².

7.5.3. CRITERIO DE SELECCIÓN DE LAS CANALIZACIONES DE CABLE

En la instalación de este proyecto en TIRME, existen tres tramos de canalizaciones diferenciados:

1. Zona exterior, canalización de intemperie desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto donde el cableado entra en el interior del edificio.
2. Zona interior, canalización que va por el interior del edificio hasta el sistema generador o inversor e interconecta este sistema con el Cuadro General Fotovoltaico y el Punto de Conexión en Red Interior en Baja Tensión.

Para la canalización de la zona exterior, le es de aplicación la ITC-BT-30 punto "2. *Instalaciones en locales mojados*" al estar a la intemperie y producirse precipitaciones en la zona geográfica que se encuentra la instalación; se emplea bandeja metálica de rejilla, resistente a la corrosión, y según se indica en este punto, el cometido es el soporte y conducción de cables y no realizan una función de protección, por tanto, se empleará un conductor apropiado de 0,6/1kV RZ1-K (AS), según norma UNE 21123-4. Esta canalización se dedicará a la interconexión de los módulos hasta el sistema inversor o generador. Se adjuntan las fichas técnicas de la bandeja de rejilla como anexo.

En los tramos interiores de la instalación, se empleará canal protector superficial con tapa exterior y le será de aplicación la ITC-BT-21 punto "2. Canales protectoras", además, debido a la actividad de la instalación, se encuentran algunos tramos de canalización con una protección especial IP5X destinada a emplazamientos polvorientos tal y como indica la ITC-BT-30 punto "4. Instalaciones en locales polvorientos sin riesgo de incendio o explosión". Esta canalización envuelve el cableado que se emplea para conectar los elementos que se encuentran en la marquesina de inversores. Las características técnicas de la canaleta empleada se adjuntan en los anexos del presente proyecto.

Tanto para las bajantes como para las conexiones entre las naves de este proyecto, se empleará canal protectora superficial de tapa exterior. Esta canalización discurrirá sobre superficie. Las bajantes se emplearán, por tanto, para unir los tramos

a distintas alturas de nave a superficie y también se empleará para conectar los módulos fotovoltaicos con la marquesina de inversores. En la parte superior de las bajantes se instalará un denominado cuello de cisne, para evitar filtraciones por agua en la canalización.

8. ANÁLISIS DE VIENTOS, SOBRESFUERZOS Y RESISTENCIA ESTRUCTURAL

En este apartado se estudiará la influencia del viento y la del peso propio de la estructura que se va a instalar con el fin de demostrar que se cumple los requisitos básicos de seguridad, que aseguran que el edificio tiene un comportamiento estructural adecuado frente a las acciones e influencias previsibles a las que pueda estar sometido durante su construcción y uso previsto:

(Codigo Técnico de la Edificación, 2009 y actualizaciones recientes)

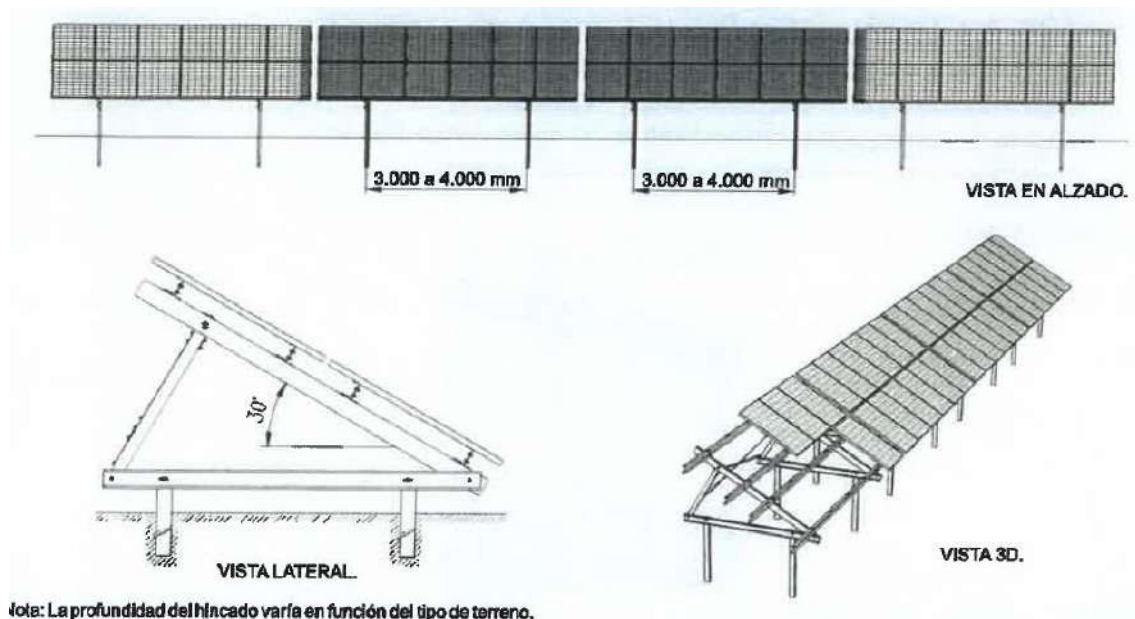
Variantes de partida:

- Módulo: LONGI, LR5-72HPH, de 540 Wp
- Dimensiones del módulo: 2.256x1.133x35mm
- Peso del módulo: 27,20kg
- Estructura metálica hincada

La instalación fotovoltaica se ha diseñado con el objetivo de que los módulos fotovoltaicos queden con una inclinación de 30° con respecto a la horizontal y orientados hacia el sur.

La estructura, consta de una hincas que cumple la función de pilar en la estructura, se utiliza un tirante y un travesaño en el que se apoyan los carriles sobre las que se colocan los módulos que a su vez se fijan a la estructura mediante grapas de fijación.

La separación entre cada poste es de 3 a 4 m. y dicha estructura permite colocar dos filas de módulos en posición vertical, como se muestra a continuación:



Hinca, es un sistema de anclaje que consiste en introducir un perfil metálico en el terreno. Su implementación está indicada para terrenos cohesivos de consistencia de media a firme y, para terrenos granulares de consistencia media a densa. En el caso de utilizarse en terrenos con una consistencia firme y rocosa, se realiza una perforación previa al hincado. Este sistema de anclaje se instala sin requerir movimientos de tierras o explanaciones, ni el uso de hormigón.

Esta modalidad, permite un montaje rápido de las estructuras reduciendo el impacto ambiental y minimizando los costos de instalación y desinstalación al momento de finalizar la vida útil de la planta fotovoltaica.

Las hincas, son diseñadas especialmente para cada proyecto según las pruebas de campo y los estudios geotécnicos, variando en cada caso su formato, longitud, sección, etc.

Para este proyecto se ha dimensionado una profundidad de hincado de 1,5 m. Obviamente, en el caso de roca, la profundidad de la fundación será menor. En los casos necesarios se hormigonará para reforzar el hincado.

Las filas de las estructuras se dispondrán de forma que se minimicen las sombras entre ellas, pero optimizando el aprovechamiento del terreno. Las filas estarán separadas a 8,95 metros. Se asegura así el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente para la latitud del emplazamiento y, además, se minimiza el impacto visual.

8.1. ACCIONES PERMANENTES

8.1.1. PESOS PROPIOS

El valor característico del peso propio de los equipos e instalaciones fijas, en este caso el de la instalación fotovoltaica, debe definirse de acuerdo con los valores aportados por los suministradores.

- El campo solar está diseñado sobre estructura fija orientada al sur y con una inclinación de 30°.

Para conocer la carga que supone esta instalación, es preciso conocer el peso de la unidad de módulo y la estructura implícita.

8.2. ACCIONES VARIABLES

8.2.1. VIENTO

La velocidad de viento de diseño estándar para la estructura seleccionada es de 47 m/s o, lo que es lo mismo, 169 km/h (ASCE7-10).

La acción de viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

siendo:

- q_b : la presión dinámica del viento.
- c_e : el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.
- c_p : el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión.

Se ha diseñado una estructura y unos modelos de equipos con los proveedores que, además de ofrecer las máximas garantías, garantizan la seguridad estructural frente a acciones variables de viento.

Siguiendo el "SE-AE" para las acciones del viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica, se puede estimar dicho cálculo como se muestra a continuación.

La acción del viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

Donde:

- q_e presión estática en kN/m^2
- q_b presión dinámica del viento (kN/m^2).
- c_e coeficiente de exposición.
- c_p coeficiente eólico o de presión exterior.

La determinación de los parámetros que constituyen esta fórmula se determinan en los siguientes apartados.

8.2.1.1. PRESIÓN DINÁMICA DEL VIENTO

El valor de la presión dinámica del viento viene en el "Anejo D. Acción del viento" del "SE AE" y se determina mediante la siguiente ecuación:

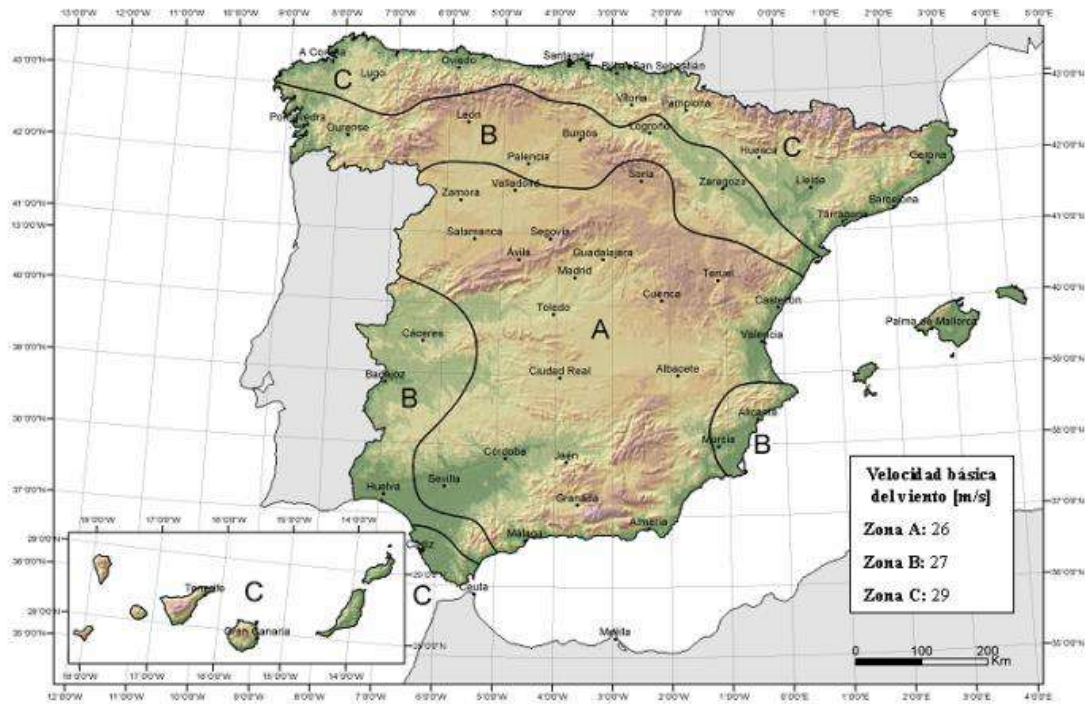
$$q_b = 0,5 \times \delta \times v_b^2$$

Donde:

δ densidad del aire, $1,25 \text{ kg/m}^3$.

v_b velocidad del viento en la localidad.

El valor de la densidad del aire y de la velocidad del viento en Islas Baleares, se aportan en el "Anejo D1" del "SE AE", la densidad se estima en $1,25 \text{ kg/m}^3$ y el valor de la velocidad del viento se determina por la ubicación y el siguiente mapa:



Por tanto, el cálculo para la zona de Islas Baleares es el coeficiente A que se corresponde con una velocidad del viento de 26 m/s, con estos datos sustituyendo en la formula anterior se obtiene la presión dinámica:

$$q_b = 0,5 \times 1,25 \times 26^2 = 0,4225 \text{ kN/m}^2$$

DOCUMENTO 05: PLIEGO DE CONDICIONES

9. EMPRESA INSTALADORA

La ejecución del presente proyecto será realizada por la empresa instaladora ENERGIA INNOVACION Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.

9.1. CALIDAD DE LOS MATERIALES

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la dirección facultativa y especificaciones del presente proyecto.

9.1.1. CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Valoración.

Los conductores serán de los siguientes tipos:

- De 450/750 V de tensión nominal de aislamiento.
- Conductor: de cobre.
- Formación: unipolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC).
- Tensión de prueba: 2.500 V.
- Instalación: bajo tubo.
- Normativa de aplicación: UNE 21.031.
- De 0,6/1 Kv de tensión nominal de aislamiento.
- Conductor: de cobre.
- Formación: uni-bi-tri-tetrapolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE).
- Tensión de prueba: 4000 V.
- Instalación: bajo tubo, al aire o en bandeja.

- Normativa de aplicación: UNE 21.123.

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20°C esta entre el 98% y el 100%. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba: a una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro equivalente a 20 o 30 veces el diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20°C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo. La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V.

Los conductores de sección igual o superior a 6mm² deberán estar constituidos por hilo de cobre trenzado de diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

Para la selección de la sección de los conductores activos del cable, adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada generador fotovoltaico, partiendo de las intensidades así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para baja tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayoración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC – BT- 44 para receptores de alumbrado e ITC –BT-47 para receptores de motor.
- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión para la parte de continua no podrá haber una caída de tensión superior al 1.5%. Y para la parte de alterna no podrá ser superior al 1.5%.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC – BT – 07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

9.1.2. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima a la fijada en la tabla 2 de la ITC – BT – 18, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que estos o bien en forma independiente.

9.1.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

Para la instalación de los conductores en la parte de corriente continua se marcarán de forma permanente el positivo de color Rojo y el negativo de color Azul, los colores de los recubrimientos serán Azul para el neutro, Marrón, Gris o negro para las fases y Amarillo-verde para los de protección.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc...

9.1.4. CANALIZACIONES

Parte de la instalación eléctrica, correspondiente al tramo entre los módulos fotovoltaicos y la marquesina de inversores, tendremos condiciones especiales reflejadas en la ITC-BT-30 punto "2. *Instalaciones en locales mojados*", por tratarse de una zona geográfica con precipitaciones abundantes sobretodo en meses de invierno y estar a la intemperie.

Esta norma nos establece las siguientes condiciones que se cumplen en la ejecución de las instalaciones.

1. Los cables aislados y armados con alambres galvanizados sin tubos protectores tienen una tensión asignada de 0,6/1kV y discurrirán por:
 - El interior de huecos de la construcción
 - Fijados en superficie mediante dispositivos hidrófugos y aislantes

En los tramos restantes de la instalación las ITC-BT-30 debido la actividad de la empresa, se encuentran tramos de canalización con una protección especial IP5X destinada a emplazamientos polvorientos. Las características técnicas de la canaleta empleada se adjuntan en los anexos del presente proyecto.

9.1.4.1. TUBOS

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.
- Tubo y accesorios no metálicos.
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE –EN 50086 – 2 – 1: sistemas de tubos rígidos.
- UNE –EN 50086 – 2 –2: sistemas de tubos curvables.
- UNE –EN 50086 – 2 –3: sistemas de tubos flexibles
- UNE –EN 50086 – 2 –4: sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN-60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN- 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

En canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser perfectamente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos moldeables. Sus características mínimas serán las indicadas en ITC – BT- 21.

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser moldeables o flexibles, con características mínimas indicadas en ITC-BT-21.

En las canalizaciones al aire, destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida, los tubos serán flexibles y sus características mínimas para instalaciones ordinarias serán las señaladas en ITC-BT-21.

Los tubos en canalizaciones enterradas presentarán las características señaladas en ITC –BT – 21.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y la sección de los conductores conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

En general, para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrá en cuenta lo dictado en ITC –BT – 21.

El canal protector es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Tendrán un grado de protección y estarán clasificados como “canales con tapa de acceso que solo pueden abrirse con herramientas”. En su interior se podrán colocar mecanismos tales como interruptores, tomas de corriente, dispositivos de mando y control, etc., siempre que se fijen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. También se podrán realizar empalmes de conductores en su interior y conexiones a los mecanismos.

Las canalizaciones para instalaciones superficiales tendrán unas características mínimas señaladas en apartado 3 de ITC –BT – 21.

En bandeja o soporte de bandejas, sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión. La anchura de las canaletas será de 100mm como mínima, con incrementos de 100 en 100 mm. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes. Tendrán la misma calidad que la bandeja.

La bandeja y sus accesorios se sujetarán a techos y parámetros mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm. Y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.

No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio de soldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tornillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán rejas metálicas que se fijarán a las bandejas.

9.1.4.2. REDES SUBTERRÁNEAS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN

INSTALACION DE CABLES AISLADOS

En la etapa de proyecto se deberá consular con los titulares para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada.

Una vez conocida, antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno. Como ya se ha comentado, al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar de forma que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

Las zanjas se ejecutarán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose entibaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso. Se dejará

un paso de 500mm entre las tierras extraídas y la zanja, todo a lo largo de la misma, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. Se deben tener todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de gas, teléfonos, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Los cables aislados en la instalación objeto de este proyecto, podrán ser de la siguiente forma:

- Directamente enterrado

La profundidad hasta la parte inferior del cable, no será menor de 0,60m en acera, ni de 0,80m en calzada. Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, estas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Por el contrario, deberán aumentarse cuando las condiciones lo exijan. Las tierras excavadas en las zanjas con su esponje natural serán retiradas por el contratista y depositadas en vertedero. El lugar de trabajo quedará libre y completamente limpio.

Durante la ejecución de las obras, estarán debidamente señalizadas con los condicionamientos de los Organismos afectados y Ordenanzas Municipales.

- En canalizaciones entubadas

Serán conformes con las especificaciones del apartado 124 de la ITC – BT – 21. No se instalará más de un circuito por tubo. Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arqueta con tapa de registro. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40m.

Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes. A la entrada de las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

- Proximidades y paralelismo

Los cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

Cables de telecomunicación: la distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 200mm. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado anterior.

9.1.5. CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y medio el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80mm.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuerkas y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductores y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrilla hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaz de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

9.1.6. APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA

Las únicas maniobras posibles en las centrales solares fotovoltaicas son las de puesta en marcha y parada del inversor que forma parte del generador fotovoltaico.

Para gobierno y maniobra del inversor, se dispondrá además de los correspondientes elementos de protección, elementos de seccionamiento en la parte de corriente continua y un interruptor de corte en la parte de corriente alterna que garanticen la ausencia de tensión en bornes.

9.1.7. APARATOS DE PROTECCIÓN

9.1.7.1. CUADROS ELECTRICOS.

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC –BT- 24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del 5% sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanquidad de neopreno o material similar para evitar la entrada de polvo.

Todos los cables se instalarán dentro de canaletas provistas de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso, nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada. Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de bornes situadas junto a las entradas de los cables desde el exterior. Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosiva y una pintura de acabado de color que se especifique en las mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- Los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.
- El cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones.

9.1.7.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

En el punto de interconexión, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar. En la salida de generación de corriente alterna del inversor instalado se colocará un dispositivo de protección contra sobreintensidades adecuado a las intensidades nominales que marca el fabricante del inversor.

La protección contra sobreintensidades para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotermicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de estos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados.

No se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y la tensión nominales de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de corte omnipolar de entrada al cuadro, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él. Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.

9.1.7.3. FUSIBLES

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores. Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

9.1.7.4. INTERRUPTORES DIFERENCIALES

1°. La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Protección por medio de barreras o envolventes.

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para impedir que las personas o animales domésticos toquen parte de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IPXXD. Las barreras o envolventes deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas. Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar partes de estas, esto no debe ser posible más que:

- Con la ayuda de una llave o de una herramienta
- Después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes
- Si hay interpuesta una segunda barrera que posee, como mínimo, el grado de protección IP2X o IP XXB.

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 300mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

2°. La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mínimo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra. Se cumplirá la siguiente ecuación:

$$R_a * I_a = U$$

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.
- U es la tensión de contacto límite convencional (50 o 24V).

9.1.7.5. SECCIONADORES

Los seccionadores en carga serán de conexión y desconexión brusca, ambas independientes de la acción del operador. Tendrán que proporcionar servicio continuo y capacidad de abrir y cerrar a tensión nominal con un factor de potencia igual o inferior a 0,7.

9.1.7.6. MECANISMOS Y TOMAS DE CORRIENTE

Los interruptores y conmutadores cortaran la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación del arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Será del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65°C en ninguna de sus piezas. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcadas su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1000 voltios.

9.1.8. ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS

La totalidad de los elementos que conforman la Central Solar Fotovoltaica, así como todos los utilizados en su instalación, montaje y mantenimiento, cumplirán con lo especificado en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red, en su revisión vigente de octubre de 2002.

9.2. NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Los materiales y equipos de origen industrial deberán cumplir las condiciones funcionales y de calidad fijadas en el Reglamento Electrotécnico para B.T. así como las correspondientes Normas y disposiciones vigentes relativas a su fabricación y control industrial o en su defecto, las Normas UNE, especificadas para cada uno de ellos.

Cuando el material o equipo llegue a obra con certificado de origen industrial que acredite el cumplimiento de dichas condiciones, normas y disposiciones, su recepción se realizará comprobando sus características aparentes.

9.3. VERIFICACIONES Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS

Se efectuarán las pruebas específicas necesarias, así como los diferentes controles que a continuación se relacionan:

Funcionamiento del interruptor diferencial:

- Puesta la instalación interior en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición de cerrado.
- Puesta la instalación interior en tensión, conectar en una base para toma de corriente el conductor de fase con el de protección a través de una lámpara aconsejable de 25W incandescente, deberá actuar el diferencial.

Funcionamiento del pequeño interruptor automático:

- Abierto el pequeño interruptor automático, conectar, mediante un puente, los alveolos de fase y neutro en la base de toma de corriente más alejada del Cuadro General de Distribución.
- A continuación, se cierra el pequeño interruptor automático, realizando esta operación en los distintos circuitos y líneas derivadas, deberá actuar en cada uno de ellos el correspondiente PIA.

Corriente de fuga:

- Cerrando el interruptor diferencial y con tensión en los circuitos, se conectarán los receptores uno por uno, durante un tiempo no inferior a 5 minutos, durante los que no deberá actuar el interruptor diferencial.

Pruebas de puesta en marcha:

- Se realizarán las pruebas y verificaciones que marca el PCT IDAE 2002 en diferentes momentos del día poniendo especial atención al cumplimiento de las protecciones de funcionamiento en Isla y el tiempo de rearme de las protecciones incluidas en los inversores.

9.4. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

9.4.1. MANTENIMIENTO

De acuerdo a lo exigido en el PCT IDAE 2002, se realizarán como mínimo 2 revisiones anuales completas de todos los elementos que componen la Central Solar Fotovoltaica. El mantenimiento será realizado por una empresa instaladora que haya estado acreditada por IDAE para realizar y mantener Instalaciones Fotovoltaicas.

Independientemente de las anteriores labores de mantenimiento se realizarán los siguientes trabajos:

- **CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCION**

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.

- **INSTALACION INTERIOR**

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000 Ohmios.

- **PUESTA A TIERRA**

Cada dos años y en la época en que el terreno este más seco, se medirá la resistencia a tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante inspección visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

En cada uno de los tres puntos se reparan los defectos encontrados, haciéndose las comprobaciones específicas por instalador autorizado por la Consejería de Industria.

9.4.2. CONDICIONES DE SEGURIDAD

Durante la fase de realización de la instalación, así como durante el mantenimiento de la misma, los trabajos se efectuarán sin tensión en las lineales, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador. En el lugar de trabajo se encontrarán siempre un mínimo de dos operarios, utilizándose herramientas aisladas y guantes aislantes. Cuando sea preciso el uso de aparatos o herramientas eléctricas, éstas deberán de estar dotadas de aislamiento clase II (como mínimo).

Se cumplirán todas las disposiciones generales que le sean de aplicación de la legislación vigente, como la ley de prevención de riesgos laborales. Será obligatorio por parte todo operario el uso de los EPI's correspondientes a cada riesgo.

9.5. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN

A la finalización de la instalación, el responsable del proyecto y por consiguiente de la dirección de obra, emitirá un certificado donde se acredite que toda la instalación se ha realizado de acuerdo con el presente proyecto.

Igualmente, si se hubiera realizado, por razones que responsable hubiere considerado oportunas sobre el proyecto original, este lo hará constar mediante certificado. Todo ello de acuerdo con los modelos en vigor que dictamine la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

9.5.1. LIBRO DE ÓRDENES

Durante la ejecución de la presente instalación, el técnico director de la instalación, llevará un libro de órdenes debidamente registrado, donde anotará las órdenes y observaciones realizadas al instalador durante las preceptivas visitas de supervisión y dirección de obra efectuadas a la instalación durante su ejecución.

9.5.2. Libro de mantenimiento

Siempre que se intervenga en la instalación, cualquiera que sea la causa, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en el presente proyecto.

Cuando se ejecute cualquier tipo de labor en la instalación (mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo) se tendrá que comprobar el estado general de la instalación, Todas estas labores deberán quedar reflejadas en el libro de mantenimiento de la instalación.

DOCUMENTO 06: GESTIÓN DE RESIDUOS

10. ANTECEDENTES

Se prescribe el presente Estudio de Gestión de Residuos, como anejo al presente proyecto, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el **REAL DECRETO 105/2008, DE 1 DE FEBRERO, POR EL QUE SE REGULA LA PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN**.

El presente estudio se redacta por encargo expreso del Promotor, y se basa en la información técnica por él proporcionada. Su objeto es servir de referencia para que el Constructor redacte y presente al Promotor un Plan de Gestión de Residuos en el que se detalle la forma en que la empresa constructora llevará a cabo las obligaciones que le incumben en relación con los residuos de construcción y demolición que se produzcan en la obra, en cumplimiento del articulado del citado Real Decreto.

Dicho Plan de Gestión de Residuos, una vez aprobado por la Dirección Facultativa y aceptado por el Promotor, pasará a formar parte de los documentos contractuales de la obra.

10.1. ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN QUE SE GENERARÁN EN LA OBRA

En la siguiente tabla se indican las cantidades de residuos de construcción de la instalación solar fotovoltaica.

Los residuos están codificados con arreglo a la lista europea de residuos (LER) publicada por la Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero.

CÓDIGO	RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN	PESO (t)
DE NATURALEZA PETREA		
17 05 04	Tierra y piedras	630 t

CÓDIGO	RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN	PESO (t)
DE NATURALEZA NO PETREA		
17 02 01	Madera	1,08 t
17 02 03	Plástico	0,95 t

10.2. MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RESIDUOS EN LA OBRA.

En la lista anterior puede apreciarse que los residuos que se generarán en la obra son de naturaleza pétreo (tierra y piedras) y no pétreo (Cartón y plástico).

Los residuos no pétreos pertenecen a los embalajes de los módulos fotovoltaicos y los inversores que una vez finalizada la obra se depositan en los contenedores establecidos a tal efecto para cada uno de ellos.

La estructura es de aluminio y se sirve en obra cortado a medida para prevenir futuros residuos.

- Todas las empresas y subcontratas que realicen trabajos en la instalación tendrán Registro de Empresas Acreditadas (REA) y cumplirán los requisitos de capacidad y de calidad de la prevención de riesgos laborales.
- El montaje de la estructura se realiza cumpliendo con la normativa vigente y en concreto, con el Real Decreto 396/2006 que permite que se realicen determinados trabajos sin que sea necesario que la empresa esté inscrita en el RERA, ni tenga que presentar un plan de trabajo ni hacer vigilancia específica de la salud, eximiéndolo además de otros deberes documentales.

Para darse tales exenciones se deben cumplir tres condiciones comunes:

Tratarse de exposiciones esporádicas, sólo durante el perforado.

La intensidad de estas exposiciones debe ser baja puesto que el proceso se hace con humectación previa e incluso durante el taladrado, consiguiendo una afectación del entorno va a ser mínima o inapreciable.

Además el trabajo se realiza durante horas en las que no haya personal de la empresa, con una limpieza posterior y una contención limitada al punto de taladrado

Y además los trabajos también consisten en la encapsulación y sellado para evitar las goteras sin que en ningún caso, implique riesgo de liberación de fibras,

Por consiguiente, el montaje se realiza cumpliendo con las medidas idóneas de prevención (técnicas, organizativas y de higiene personal y protección); además, los trabajadores disponen de toda la formación y equipos exigidos legalmente así como; la información necesaria y especificada en el RD mencionado.

- Los envases de Polímero que se utiliza como producto de sellado de las perforaciones en la cubierta para atornillar la estructura de aluminio, cumplen la normativa europea de producto no peligrosos y son depositados en los contenedores de plástico habilitados a tal fin.

En este sentido, el Constructor se encargará de almacenar separadamente estos residuos y, en su caso, especificará en los contratos con los subcontratistas la obligación que éstos contraen de retirar de la obra todos los residuos y envases generados por su actividad, así como de responsabilizarse de su gestión posterior.

10.3. MEDIDAS PARA LA SEPARACIÓN DE LOS RESIDUOS EN OBRA

Dado que las cantidades de residuos de construcción estimadas para la obra objeto del presente proyecto son inferiores a las asignadas a las fracciones indicadas en el punto 5 del artículo 5 del RD 105/2008, no será obligatorio separar los residuos por fracciones, pero se separarán de todos modos a un gestor de residuos. Los residuos derivados de los movimientos de tierra se reutilizarán para la formación de caballón en una zona próxima.

10.4. PRESCRIPCIONES DEL PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES DEL PROYECTO

Se atenderán los criterios municipales establecidos (ordenanzas, condicionados de la licencia de obras), especialmente si obligan a la separación en origen de determinadas materias objeto de reciclaje o deposición. En este último caso se deberá asegurar, por parte del contratista, la realización de una evaluación económica de las condiciones en las que es viable esta operación. Y también,

considerar las posibilidades reales de llevarla a cabo: que la obra o construcción lo permita y que se disponga de plantas de reciclaje o gestores adecuados.

10.5. VALORACIÓN DEL COSTE PREVISTO DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN Y DEMOLICIÓN DE LA OBRA.

El coste previsto para la **manipulación** de los residuos de construcción demolición de la obra descrita en el presente proyecto está incluido en cada uno de los costes de las unidades y partidas de obra, al haberse considerado dentro de los costes indirectos de éstas.

Los residuos derivados de los movimientos de tierra se reutilizarán para la formación de caballón en una zona próxima.

Se cumplimenta la ficha en:

<http://taxes.conselldemallorca.net/Tasas/Residuos.aspx?lang=ct>

Con los siguientes valores:

3. Evaluación de los residuos procedentes de EXCAVACIÓN (viales y otras conducciones que generan residuos)

Metros lineales de la obra *

Residuos	Volumen (m³)	Densidad de ref. (T/m³)	Peso (t)
170504 - Suelos y piedras (Inerte)	450	1,4000	630,0000
170302 - Mezclas bituminosas	0,00	0,7800	0,0000
170405 - Hierro y acero	0,00	2,5000	0,0000
170203 - Plásticos	0,00	2,5000	0,0000
170904 - Mezclados de construcción	0,00	2,5000	0,0000
TOTAL	450,0000	9,6800	630,0000

CALCULA

Observaciones (máx. 500 car.)
se reutilizará para la formación de caballón

4. Evaluación de los residuos INERTS destinados a RESTAURACIÓN DE CANTERAS >

CANTIDAD TOTAL DE RESIDUOS GENERADOS EN LA OBRA

T

MEDIDAS PREVISTAS DE SEPARACIÓN EN ORIGEN O RECICLAJE IN SITU DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA ⓘ

Medidas de reciclaje in situ durante la ejecución de la obra T

¿Se prevé la separación y almacenamiento diferenciado de residuos peligrosos? (aplicación obligatoria en todas las ocasiones) ☒ Sí ☐ No

¿Se prevé la separación en obra de residuos inertes? (residuos cerámicos, restos de hormigón, suelos y similares) ☒ Sí ☐ No

Observaciones (máx. 500 car.)

*El número de residuos a reciclar debe ser inferior al total de residuos generados en la obra.

ANEXOS

PLANOS

- *Situación y Emplazamiento*
- *Distribución de módulos en terreno*
- *Cotas*
- *Alzado Sur y detalle sección*
- *Esquema Unifilar*

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

INFORME PAISAJISTICO

FICHAS TÉCNICAS



1069 módulos de 540 Wp
577,26 kWp

 EiDF ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A.	TÍTULO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA TIRME		PLANO Nº 01
	PROPIETARIO TIRME, S.A.		FIRMA 
	SITUACIÓN Camí de Sa Fita 14, 07141 Marratxí, Isla Balears		
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL JORGE RIVAS PIÑEIRO (Col. 3989 COITIVIGO)		
	ESCALA 1:5000 A-3 y 1:1500	PLANO	
	FECHA Diciembre 2021	SITUACION Y EMPLAZAMIENTO	

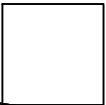
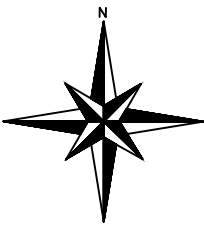


1069 módulos de 540 Wp
577,26 kWp

CUADRO GENERAL

MARQUESINA
INVERSORES

	TÍTULO		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	PLANO Nº
			TIRME	
	PROPIETARIO		TIRME, S.A.	02
	SITUACIÓN		Camí de Sa Fita 14, 07141 Marratxí, Isla Baleares	
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL		JORGE RIVAS PIÑEIRO (Col. 3989 COITIVIGO)	
ESCALA		PLANO		
A-3 1:1000		PLANO DISTRIBUCIÓN		
FECHA				
Diciembre 2021				



CUADRO GENERAL

DISSEMINAT DISTR-2 SECCI-4

LÍNEA RETRANQUEO 15 M. DESDE ARISTA



MARQUESINA INVERSOSES

CAMI DE SA FITA

1069 módulos de 540 Wp
577,26 kWp



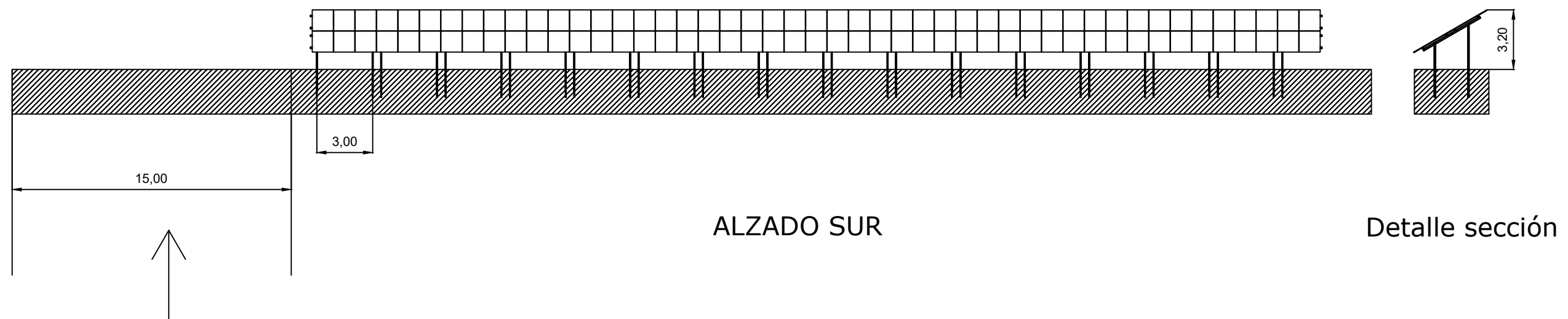
TÍTULO	INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA TIRME
PROPIETARIO	TIRME, S.A.
SITUACIÓN	Camí de Sa Fita 14, 07141 Marratxí, Isla Baleares
INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL	JORGE RIVAS PIÑEIRO (Col. 3989 COITIVIGO)
ESCALA A-3	1:650
FECHA	Diciembre 2021
PLANO	PLANO COTAS (Catastro)

PLANO Nº

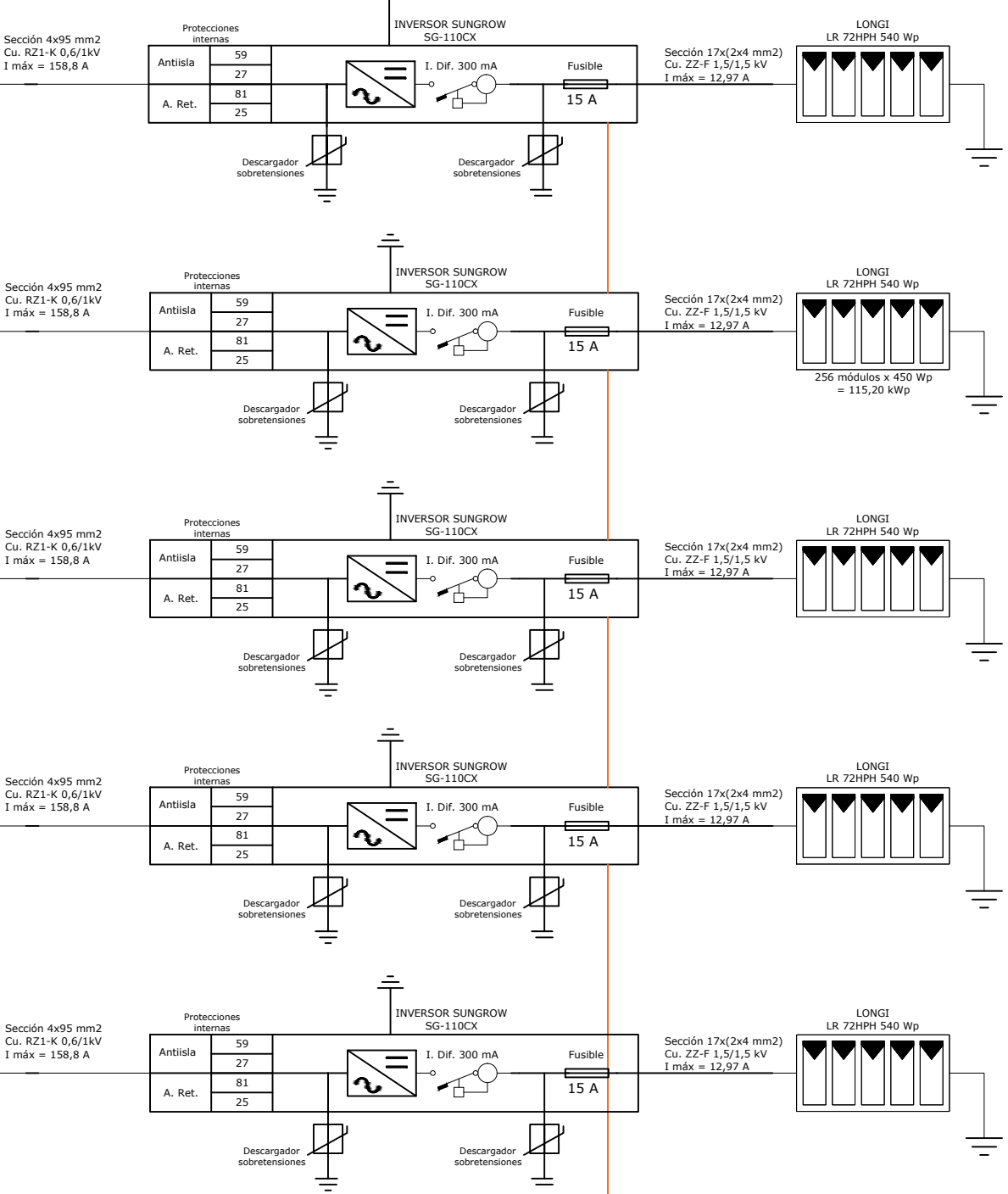
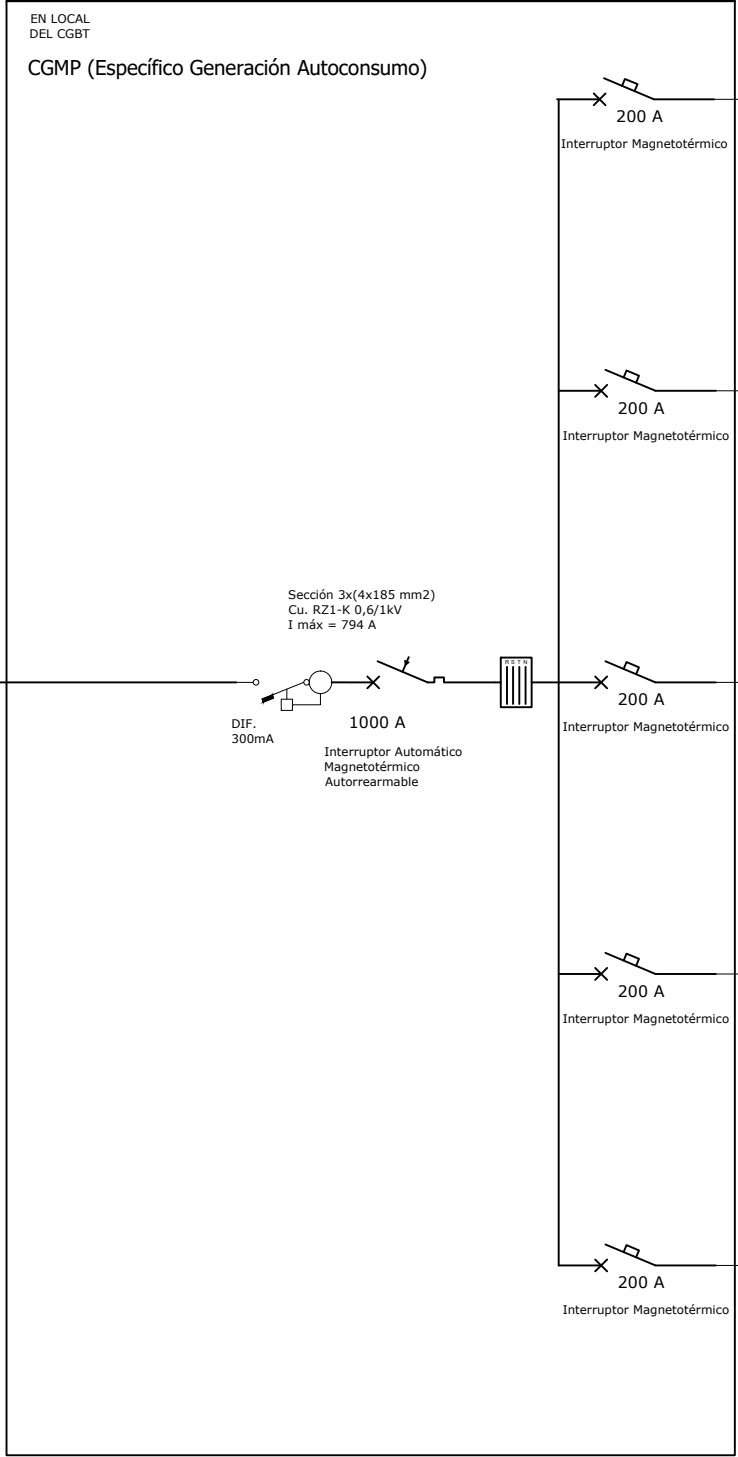
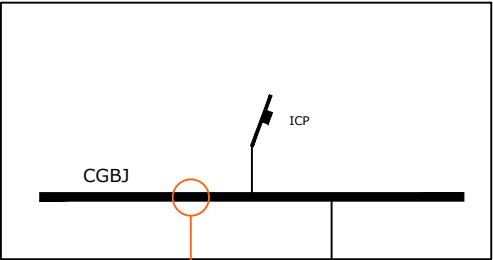
03

FIRMA

II



	TÍTULO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA TIRME		PLANO Nº 04
	PROPIETARIO TIRME, S.A.		
	SITUACIÓN Camí de Sa Fita 14, 07141 Marratxí, Isla Balears		FIRMA 
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL JORGE RIVAS PIÑEIRO (Col. 3989 COITIVIGO)		
	ESCALA A-3 1:250	PLANO ALZADO SUR Y DETALLE SECCIÓN	
FECHA Diciembre 2021			



COM100E
ENERGY METER

	TÍTULO		INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	PLANO Nº	
			TIRME		05
	PROPIETARIO		TIRME, S.A.		FIRMA
	SITUACIÓN		Camí de Sa Fita 14, 07141 Marratxí, Isla Balears		
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL		JORGE RIVAS PIÑEIRO (Col. 3989 COITIVIGO)		
ESCALA		PLANO			
A-3 S/E		ESQUEMA UNIFILAR			
FECHA		Noviembre 2021			

2021

EDF Solar

Departamento
Técnico



ER-0481/2014 GA-2014/02.13

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Energía Innovación y Desarrollo Fotovoltaico, S.L.
Pol. Ind. Outeda Curro 3
36692, Barro, Pontevedra
986 847 871



INDICE

1. Objeto

2. Normas y referencias

2.1. Disposiciones legales aplicables

2.2. Condiciones para los medios de protección

3. Características de la instalación

3.1. Descripción de los procesos

3.2. Número máximo previsto de personas y duración estimada de los trabajos de instalación

4. Definición de los riesgos

4.1. Riesgos generales

4.2. Riesgos específicos

4.2.1. Albañilería y pintura

4.2.2. Transporte de materiales y equipos

4.2.3. Montaje de equipos y accesorios

4.2.4. Maquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadro eléctrico

4.2.5. Medios de elevación y transporte

4.2.6. Andamios, plataformas y escaleras

4.2.7. Equipos de soldadura y corte

5. Medidas de protección y prevención

5.1. Medidas de prevención y protección generales

5.2. Medidas de prevención y protección personales

6. Presupuesto Seguridad y Salud.

1. Objeto

Este documento contiene el Estudio de Seguridad y Salud, para la realización de los trabajos correspondientes a la instalación fotovoltaica de autoconsumo y tiene por objeto establecer las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como daños derivados de los trabajos e instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

2. Normas y referencias

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el Ministerio de la Presidencia ha aprobado el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de octubre de 1997.

Según el artículo 17 de este Real Decreto, es obligatoria la inclusión del Estudio de Seguridad y Salud o del Estudio de Seguridad y Salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

La elaboración del Estudio de Seguridad y Salud será obligatoria en el caso de:

- a) presupuesto de ejecución para contrata igual o superior a 451.000 euros
- b) duración de la obra superior a 30 días laborables y presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra
- c) suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra superior a 500
- d) obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas

En el resto de proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio de Seguridad y Salud.

El estudio deberá precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. A tal efecto, deberá contemplar la identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos laborales que no puedan eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y

reducir dichos riesgos y valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas.

2.1 Disposiciones legales aplicables

Serán de obligado cumplimiento las disposiciones que están dentro de las siguientes reglamentaciones:

- Real Decreto Legislativo 1/1995, de 24 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores
- Ley 31/1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales
- Reglamento de los Servicios de Prevención (Real Decreto 39/1997 de 17 de enero)
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de Seguridad en el trabajo
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias

2.2 Condiciones para los medios de protección

Todas las piezas de protección personal y los elementos de protección colectiva tendrán un período de vida útil. Una vez finalizado este elemento se sustituirá por otro nuevo.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido de lo previsto en una determinada pieza o equipo, será repuesto inmediatamente, será rehusado y sustituido inmediatamente.

Se sustituirán las piezas y los equipos que a causa del uso se hayan deformado y no tengan la forma que recomienda el fabricante.

El uso de una pieza o de un equipo de protección, nunca representará un riesgo en sí mismo.

3. Características de la instalación

La obra objeto de este estudio son las instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados para la instalación de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión.

3.1 Descripción de los procesos

Por orden cronológico los procesos a realizar son los siguientes:

- Montaje de sistemas para asegurar la seguridad de las personas y los materiales
- Montaje de estructura de soporte a la cubierta existente
- Montaje de los módulos fotovoltaicos
- Instalación del inversor y tendido de líneas de corriente continua y corriente alterna
- Instalación de los cuadros eléctricos de protección
- Conexiones de la puesta a tierra
- Pruebas y puesta en marcha

3.2 Número máximo previsto de personas y duración estimada de los trabajos de instalación

La punta máxima de personal para las instalaciones eléctricas se prevé en 5 personas. La duración prevista para los trabajos es de 30 días.

4. Definición de los riesgos

Analizamos a continuación los riesgos previsibles inherentes a las actividades de ejecución previstas, así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

Para que el Estudio de Seguridad y Salud sea más eficiente, primero se analizarán los riesgos generales que pueden darse en cualquier actividad que puedan afectar tanto a los operarios de la obra como a terceras personas que permanezcan por los alrededores y a continuación se realizará un estudio de los riesgos más específicos de cada actividad.

4.1 Riesgos generales

Los riesgos generales son aquellos que pueden darse en cualquiera de las actividades de ejecución de la obra y afectar a toda persona que trabaje en dichas actividades. Los riesgos previstos son:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre persona
- Caída de personas al mismo o distinto
- Proyecciones de partículas a los ojos
- Heridas o quemaduras en manos o pies por el manejo de materiales
- Sobreesfuerzos y lesiones musculares
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas
- Heridas por objetos punzantes o cortantes
- Golpes contra objetos
- Aplastamiento por objetos o maquinaria
- Quemaduras por contactos térmicos

- Exposición a descargas eléctricas
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento

4.2 Riesgos específicos

Se procederá a la identificación de los riesgos específicos existentes en cada una de las actividades que forman el proceso de ejecución de la obra y que además de los riesgos generales antes citados, solo afectan al personal encargado de cada una de estas actividades.

4.2.1 Albañilería y pintura

- Aumento de posibilidades de caídas de altura, de materiales o personas, a causa de la continua movilidad del trabajo
- Intoxicación por inhalación de vapores tóxicos
- Salpicaduras, principalmente a los ojos, de productos irritantes
- Incendios de vapores combustibles

4.2.2 Transporte de materiales

- Sobreesfuerzos y lesiones musculares
- Desprendimiento y caída de la carga
- Riesgo de golpes con materiales transportados
- Atropello de personas
- Choque o vuelco entre maquinaria

4.2.3 Montaje de equipos y accesorios

- Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos
- Caída de los materiales sobre el personal encargado del montaje
- Caídas a diferente nivel del personal encargado del montaje
- Riesgo de descargas eléctricas directas o indirectas
- Explosiones o incendios

- Cortes y heridas debidas a la manipulación de herramientas cortantes
- Quemaduras
- Proyecciones de partículas a los ojos

4.2.4 Máquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadro eléctrico

- Contacto eléctrico directo o indirecto
- Cortes y erosiones
- Enganches
- Golpes o cortes por rebotes violentos de las herramientas
- Quemaduras
- Ambiente con polvo
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte
- Proyecciones de partículas

4.2.5. Medios de elevación y transporte

- Caída de la carga por deficiente anclaje
- Golpes o aplastamientos por movimientos incontrolados de la carga
- Vuelco de la grúa
- Exceso de carga con la consiguiente rotura, o vuelco, del medio correspondiente
- Fallo de elementos mecánicos o eléctricos
- Caída de personas a distinto nivel durante las operaciones de movimiento de cargas

4.2.6. Andamios, plataformas y escaleras

- Caídas de personas a distinto nivel
- Vuelcos de andamios por fallos de la base

- Derrumbamiento de andamios por fallo de los soportes de sujeción
- Vuelcos o deslizamiento de escaleras
- Caída de materiales o herramientas desde el andamio

4.2.7. Equipos de soldadura y corte

- Incendios
- Quemaduras
- Explosión de botellas de gases
- Proyecciones incandescentes

5. Medidas de protección y prevención

Se destacarán dos tipos de medidas de prevención y protección ante riesgos laborales dependiendo de si las medidas dependen de la obra en general o si dependen de los operarios encargados de ejecutarla.

5.1. Medidas de prevención y protección generales

- Se acondicionarán los terrenos destinados a la obra y tránsito de personal recogiendo escombros o materiales indeseados periódicamente para evitar tropiezos o lesiones de los trabajadores
- Si se utilizara algún tipo de andamio para la ejecución de la obra, éste sería metálico provisto de barandillas y redes para evitar caídas de personal u objetos. Si se utilizasen escaleras de mano para el montaje de equipos, deberán ser del tipo “tijera” con soportes antideslizantes y no podrán utilizarse para formar andamios
- El material eléctrico estará almacenado en lugares sin humedad y será tratado por eléctrico cualificado
- Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de todo el tejado, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel

- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida a las que todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento mientras trabajen sobre la cubierta
- El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado
- La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de la bombilla, alimentado a 230 V
- Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los cuadros eléctricos y aparatos
- Los cables eléctricos de alimentación tendrán aislamientos en un estado de conservación correcto. Si se hacen servir prolongaciones serán con conectores adecuados y nunca se empalmarán provisionalmente, aunque se haga servir cinta aislante como protector
- Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente

5.2 Medidas de protección y prevención personales

Las medidas de prevención y protección de riesgos laborales se enfocan a la indumentaria del personal que ejecuta la obra:

- Se llevará ropa ajustada, no se llevará anillos o cadenas ni nada que conlleve la posibilidad de engancharse o atraparse
- Casco de seguridad homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.1 para evitar golpes en la cabeza y caída de materiales de forma accidental. Será de uso obligatorio y personal
- Botas de protección con punta de acero homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5 para evitar golpes en los pies y aislantes para evitar descargas eléctricas
- Guantes y herramientas aislantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.4 y M.T.26 para labores de conexionado eléctrico

- Gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos homologadas de acuerdo a la norma Técnica Reglamentaria M.T.16
- Gafas de soldadura para la utilización de la misma homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.3
- Guantes de cuero o material resistente homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.11 para evitar cortes y quemaduras al manipular herramientas
- Cascos para la protección contra ruidos de más de 80dB homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.2
- Arnés o cinturones de seguridad homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.13 para evitar caídas desde lugares elevados
- Mascarillas protectoras homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.7 para proteger las vías respiratorias frente a polvo obtenido del corte de materiales cerámicos y metálicos
- Todos estos elementos de protección personal tendrán un periodo de vida útil limitado, una vez sobrepasado este periodo, la protección que ofrecen estos elementos desaparece y deberán ser sustituidos por otros nuevos.



ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO

AUTOCONSUMO EFICIENCIA ENERGÉTICA INGENIERÍA

✓ Energía Solar Fotovoltaica

✓ Energía Eólica



ENERGIA INNOVACION Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A. Tomo 3839, Libro 3839, Folio 46, Sección 8, Hoja POS4097, Inscripción 16- Registro Mercantil de Pontevedra



CONSUME
TU PROPIA
ENERGÍA



PRESUPUESTO

SEGURIDAD Y SALUD

TIRME

Obra: SEGURIDAD Y SALUD	Pág.: 1
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 1 : PROTECCIONES INDIVIDUALES

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
001.001 ud CASCO DE OBRA DE SEGURIDAD	10,000	2,31	23,10
001.002 ud ARNÉS ANTICAIDA	10,000	73,37	733,70
001.003 ud GUANTES PARA CORTES	10,000	2,42	24,20
001.004 ud GUANTES PARA PROTECCIÓN PARA RIESGOS ELÉCTRICOS	10,000	1,94	19,40
001.005 ud BOTAS DE SEGURIDAD CATEGORIA S1+P	10,000	11,36	113,60
001.006 ud BOTAS DE SEGURIDAD SUELA DE GOMA	10,000	11,36	113,60
001.007 ud ROPA DE TRABAJO	10,000	36,89	368,90
Total capítulo 1			1.396,50

Obra: SEGURIDAD Y SALUD	Pág.: 2
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 2 : PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
002.001 ud EXTINTOR 5 KG POLIVANTE	1,000	31,71	31,71
Total capítulo 2			31,71

Obra: SEGURIDAD Y SALUD	Pág.: 3
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 3 : PRIMEROS AUXILIOS

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
003.001 ud BOTIQUÍN DE PRIMEROS AUXILIOS	1,000	284,11	284,11
Total capítulo 3			284,11

Obra:	SEGURIDAD Y SALUD	Pág.:	4
Situación:		Fecha:	03/11/21
Ingeniero:	JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código:	21-1546

Resumen de presupuesto

Cap. 01	PROTECCIONES INDIVIDUALES	1.396,50
Cap. 02	PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	31,71
Cap. 03	PRIMEROS AUXILIOS	284,11
Importe de ejecución material		1.712,32
IVA al 21,00%		359,59
TOTAL		2.071,91

Importe total de la obra	2.071,91
--------------------------	----------

Aceptación:

ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO
FOTOVOLTAICO, S.A.

Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO



ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO

AUTOCONSUMO EFICIENCIA ENERGÉTICA INGENIERÍA

✓ Energía Solar Fotovoltaica

✓ Energía Eólica



ENERGIA INNOVACION Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, S.A. Tomo 3839, Libro 3839, Folio 46, Sección 8, Hoja POS4097, Inscripción 16- Registro Mercantil de Pontevedra



PRESUPUESTO

Instalación fotovoltaica 550 (577,26kWp)

TIRME

Obra: Instalación fotovoltaica 550 (577,26kWp)	Pág.: 1
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 1 : ACONDICIONAMIENTO TERRENO

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
001.001			
m2 DESBROCE			
Despeje y desbroce de la superficie ocupada por las placas fotovoltaicas, retirada de árboles afectados, trasplante, retirada de tocones, carga y transporte a lugar de empleo de la tierra vegetal.	3.000,000	3,50	10.500,00
Total capítulo 1			10.500,00

Obra: Instalación fotovoltaica 550 (577,26kWp)	Pág.: 2
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 2 : ESTRUCTURA

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
002.001			
ud MÓDULOS FOTOVOLTAICOS LONGI LR5 72HPH 540 WP	1.069,000	164,62	175.978,78
002.002			
ud ESTRUCTURA HINCADA	1,000	21.923,94	21.923,94
002.003			
ud MANO DE OBRA: MONTAJE DE INSTALACIÓN DE 577,26 KWP	1,000	39.193,63	39.193,63
Total capítulo 2			237.096,35

Obra: Instalación fotovoltaica 550 (577,26kWp)	Pág.: 3
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 3 : ELECTRICIDAD

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
003.001 ud INVERSOR TRIFÁSICO SUNGROW SG110CX	5,000	6.360,81	31.804,05
003.002 ud SISTEMA DE MONITORIZACIÓN COM100E	1,000	467,59	467,59
003.003 ud CUADRO GENERAL DE 550KW 1 Térmico/diferencial de 4 x 800A con rearme 12 Térmicos de 4 x 63A 1 Armario metálico de 2000 x 600 x 400	1,000	6.953,44	6.953,44
003.004 ud VARIOS DE MATERIAL ELÉCTRICO Material auxiliar empleado en la instalación fotovoltaica, como son conectores, canalizaciones, bridas... Los conectores empleados son de sistema MC4, que aseguran conexiones duraderas y 100% estancas para su exterior.	1,000	8.998,04	8.998,04
003.005 ud INSTALACIÓN ELÉCTRICA FV Realización de la instalación por parte de personal cualificado.	1,000	22.494,34	22.494,34
003.006 m CABLE SOLAR ZZ-F 1X4MM2	10.000,000	0,57	5.700,00
003.007 m CABLE H07Z (1X4)	400,000	0,45	180,00
003.008 m CABLE RZ1-K 0.6 1KV 1X95MM2 Cable de Cu 0,6-1kV RZ1-K (AS) No propagador de incendios (UNE-EN 60332-3-24)	150,000	8,14	1.221,00
003.009 m CABLE H07Z (1X50)	50,000	5,92	296,00
003.010 m CABLE RZ1-K 0.6 1KV 1X185 MM2 Cable de Cu 0,6-1kV RZ1-K (AS) No propagador de incendios (UNE-EN 60332-3-24)	120,000	15,96	1.915,20
003.011 m CABLE H07Z (95MM2)	50,000	11,55	577,50
Total capítulo 3			80.607,16

Obra: Instalación fotovoltaica 550 (577,26kWp)	Pág.: 4
Situación:	Fecha: 03/11/21
Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código: 21-1546

LISTADO DE PRESUPUESTO

Capítulo: 4 : COSTES INDIRECTOS

Descripción de la partida	Medición total	Precio	Importe
004.001			
ud PORTES	2,000	1.566,58	3.133,16
004.002			
h ALQUILER CAMIÓN GRÚA	16,000	62,66	1.002,56
004.003			
ud TASAS BOLETÍN INSTALACIÓN BT	1,000	596,77	596,77
004.004			
ud ELABORACIÓN DEL PROYECTO			
Gestiones administrativas para la inscripción de la instalación en el Ministerio de Industria.	0,000	0,00	0,00
004.005			
ud COSTES OCA ("ORGANISMO DE CONTROL AUTORIZADO")	0,000	0,00	0,00
Total capítulo 4			4.732,49

Obra:	Instalación fotovoltaica 550 (577,26kWp)	Pág.:	5
Situación:		Fecha:	03/11/21
Ingeniero:	JORGE RIVAS PIÑEIRO	Código:	21-1546

Resumen de presupuesto

Cap. 01	ACONDICIONAMIENTO TERRENO	10.500,00
Cap. 02	ESTRUCTURA	237.096,35
Cap. 03	ELECTRICIDAD	80.607,16
Cap. 04	COSTES INDIRECTOS	4.732,49
·Importe de ejecución material		332.936,00
·IVA al 21,00%		69.916,56
·TOTAL		402.852,56

Importe total de la obra	402.852,56
--------------------------	------------

Aceptación:

ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO
FOTOVOLTAICO, S.A.

Ingeniero: JORGE RIVAS PIÑEIRO



**ESTUDIO DE INTEGRACIÓN
PAISAJÍSTICA DE LA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO TIRME DE
577,26 kWp**

TM DE MARRATXI (ISLAS BALEARES)

TIRME S.A

DICIEMBRE DE 2021

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETO	4
1.1. Datos del promotor	5
1.2. Descripción del proyecto	5
1.3. Normativa aplicable	6
2. METODOLOGÍA	8
3. ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA	8
3.1. Descripción general	9
3.2. Calidad visual y fragilidad paisajística	13
3.3. Valoración de la afectación paisajística	19
4. SIMULACIÓN 3D	22
4.1. INFOGRAFÍAS	22
4.1.1. Punto 1	23
4.1.2. Punto 2	24
4.1.3. Punto 3	25
4.2. SIMULACIÓN VISTAS AÉREAS	26
4.2.1. Vista norte	27
4.2.2. Vista sur	28
4.2.3. Vista este	29
4.2.4. Vista oeste	30
5. CONCLUSIONES	31
ANEXO I. ÍNDICE DE TABLAS	32
ANEXO II. ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	32
ANEXO III. EQUIPO REDACTOR	33
ANEXO IV. CARTOGRAFÍA	34

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETO

El presente estudio constituye un análisis de integración paisajística asociado al proyecto de construcción de la planta fotovoltaica en la Isla de Mallorca (Islas Baleares). La empresa promotora de la instalación solar fotovoltaica TIRME S.A., con CIF A-07326473 y con domicilio a efectos de notificación Ctra. de Sóller km 8,2 Son Reus s/n, 07120 Palma de Mallorca, va a instalar en una planta de 577,35 kWp, en Camí de Sa Fita 140, 07141 Marratxí, Islas Baleares, en la parcela 07036A006002410000MF. La parcela objeto de este proyecto contempla una superficie de 140.030,00, m² mientras que la superficie que ocuparán las placas fotovoltaicas será de 2788,69 m². Las coordenadas UTM son:

- HUSO 31, 472346,3 m E y 4387372,8 m N.

La localización del proyecto puede encontrarse en el siguiente mapa:

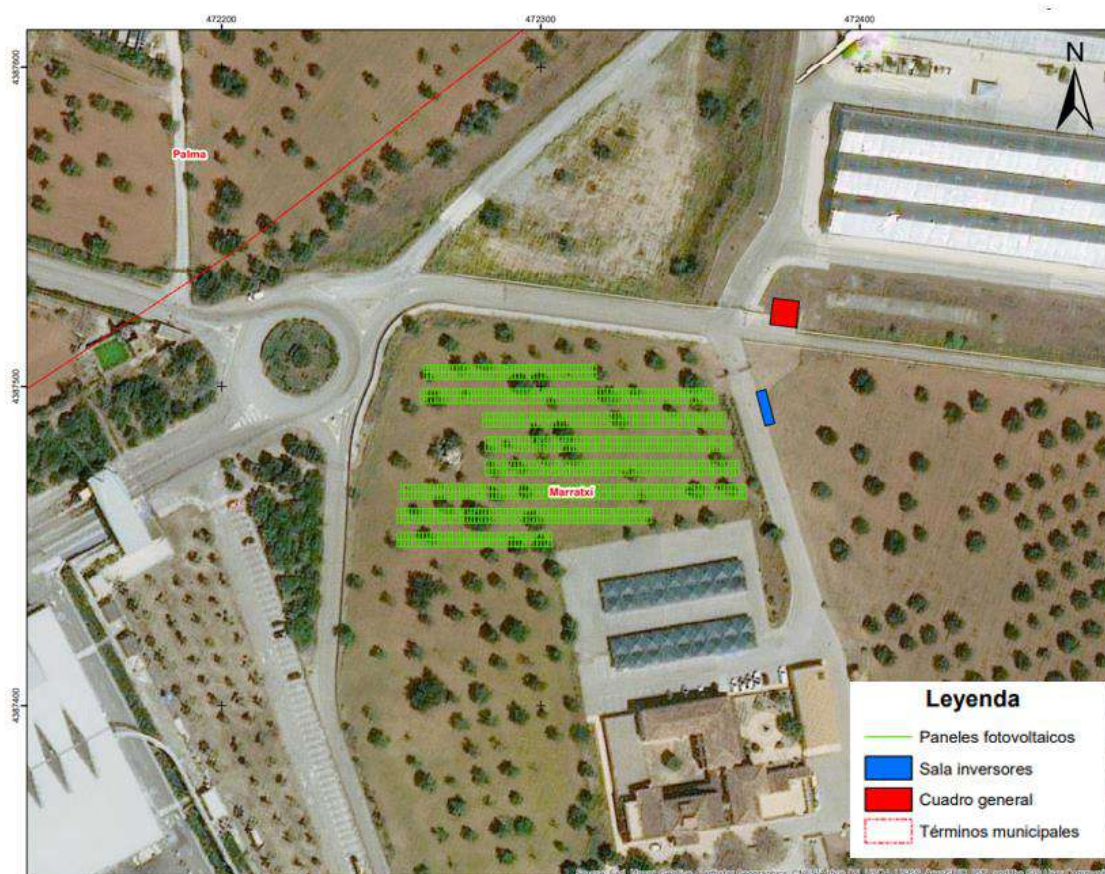


Ilustración 1. Localización PFV de autoconsumo "TIRME". Fuente: elaboración propia.

Dadas las particularidades asociadas a los estudios de paisaje se procede a la redacción independiente del mismo, facilitándose de esta forma la comprensión de los resultados obtenidos en base a la analítica del paisaje realizada.

1.1. Datos del promotor

- Promotor: TIRME S.A.
- CIF: A-07326473
- Domicilio social: Ctra. de Sóller km 8,2 Son Reus s/n, 07120 Palma de Mallorca
- Personas de contacto: Isabel Socías (isocias@tirme.com)/ Xisco Amaya (xamaya@tirme.com)

1.2. Descripción del proyecto

El presente proyecto contempla una instalación solar fotovoltaica del tipo “*Modalidad de suministros con autoconsumo sin excedentes*”. El proyecto TIRME es una instalación de generación que alimenta en paralelo con la red de distribución, una instalación de consumo eléctrico. La instalación fotovoltaica está conectada en red interior de baja tensión (tensión inferior a 1 kV).

Los módulos fotovoltaicos instalados serán de la marca LONGI, modelo LR5-72HPH de 540 Wp, alcanzando una potencia pico de 577,26 kWp. El tipo de células es monocristalino y, el módulo general, presenta un rendimiento de 21,10%. El número de módulos instalados será de 1.069 unidades. La tensión máxima del sistema será de 1.500 V.

La potencia nominal corresponderá a la proporcionada por el sistema inversor o sistema generador, que está formada por cinco inversores, marca SUNGROW, modelo SG110CX, que tiene una potencia nominal de 110 kW. La potencia nominal total de la planta es 550 kW,

Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y de 1 kV de tensión de aislamiento, por lo que es adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, están conectadas a una única tierra. Esta tierra es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

En la siguiente tabla, se pueden ver las características principales de los elementos que conforman la instalación del presente proyecto objeto del estudio.

Tabla 1. Características generales de la planta. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Proyecto técnico.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA TIRME	
DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN	
Promotor	Tirme S.A
CIF	A07326473
Municipio	Marratxi, Mallorca, Islas Baleares
Superficie	140.030,00 m ²
Parcela	07036A006002410000MF
Coordenadas HUSO 31	472346,3 m E/4387372,8 m N
Potencia pico	577,26 kWp
Potencia nominal	550 kW

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA TIRME	
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	
Número de módulo	1.069
Marca	LONGI
Modelo	LR5-72HPH
Potencia unitaria	540 Wp
Tipo de célula	Monocristalino
Rendimiento del módulo	21,10%
INVERSORES	
Número de inversores	5 inversores
Marca	SUNGROW
Modelo	SG110CX
Potencia nominal AC	110 kW
Tensión DC mínima	250 V
Tensión AC nominal	3x230V/400+N+PE
CONDUCTORES ELÉCTRICOS	
Tensión nominal de aislamiento	450/750 V
Conductor	Cobre
Formación	Unipolares
Tensión de prueba	2.500 V

1.3. Normativa aplicable

La normativa aplicable a este estudio de análisis de integración paisajística de la planta fotovoltaica son principalmente las dos siguientes:

- Modificación número 2 del Plan Territorial Insular de Mallorca (MD2PTIM), aprobado por en el pleno del Consejo de Mallorca en la sesión del 13 de enero de 2011.
- Estrategia de paisaje del Consell de Mallorca (2009).

La modificación número 2 del Plan Territorial Insular de Mallorca, en su anexo III se recogen los Ámbitos de Intervención Paisajística. Estos ámbitos se recogen y organizan con el objetivo de *“una mejora de las condiciones generales del paisaje de determinados entornos de características singulares, los cuales presentan una problemática especial que, por su repercusión en las funciones territoriales de los usos que en ellos se desarrollan o la naturaleza supramunicipal de los ámbitos afectados, justifica la intervención del Plan Territorial Insular de Mallorca”*.

El proyecto se encuadra en uno de estos Ámbitos de Intervención Paisajística, concretamente en el **AIP II. Entorno de Son Reus**. Este AIP engloba complejo de diferentes infraestructuras sectoriales de interés general y carácter insular que se localizan en un entorno concentrado en la confluencia de tres términos municipales: Palma, Marratxí y Buñola.

Los objetivos de este AIP son los siguientes:

Ordenación unitaria del sector

- Mejora de la accesibilidad territorial.

- Recuperación de valores y elementos del territorio preexistente (patrimonio histórico, etnológico y ambiental).
- Minimización de impactos medioambientales.
- Favorecer la implantación de nuevas actividades cívicas sin desarrollo urbanístico.
- Estructuración del sistema de espacios libres.
- Mejora de la calidad paisajística para la población.
- Limitación de la ocupación del suelo.

Mientras que sus principios rectores son los siguientes:

- Revalorización de la estructura rural del entorno.
- Habilitación de pasos y áreas accesibles para facilitar el acercamiento del territorio a la ciudadanía de las áreas urbanas y rurales adyacentes.
- Incorporación de conectores territoriales y corredores ecológicos.
- Integración paisajística de las infraestructuras, de los equipamientos y de las edificaciones incluidas en el ámbito.
- Incorporación de políticas de sostenibilidad territorial y fomento de su difusión en el lugar.
- Incorporación de la custodia del territorio como herramienta de gestión del paisaje.
- Recuperación, mejora y fomento de las actividades agrarias tradicionales de Mallorca.
- Tratamiento del conjunto como elemento que ayude a articular la estructura de corredores ecológicos.
- Ordenación paisajística: Se establecerá de acuerdo con las directrices de ordenación de esta ficha.
- Régimen transitorio: entre tanto no se apruebe definitivamente el plan especial, y en el marco de lo que establecen las normas de ordenación del PTIM, sólo serán autorizables aquellas actuaciones que no contradigan los objetivos, principios rectores, medidas de adecuación ambiental y directrices de ordenación o determinaciones particulares incluidos en esta ficha.

De acuerdo con los principios rectores del AIP II Son Reus, el proyecto iría en línea con dichos principios ya que ayudaría a revalorizar el entorno rural y al realizar este estudio se cumpliría con el principio de integración paisajística de las infraestructuras de los equipamientos y de las edificaciones incluidas en el ámbito.

Además, el AIP II entorno Son Reus recoge como una determinación particular que *“Se podrán desarrollar las infraestructuras ya previstas en el planeamiento sectorial siempre que incorporen estudios de impacto paisajístico tanto para horizontes próximos como más lejanos, especialmente hacia los asentamientos residenciales próximos”*. Por lo tanto, este estudio de análisis de integración paisajística iría en línea con esta disposición.

Por último, es importante mencionar que según el Plan Territorial Insular de Mallorca, la zona donde se ubicará el proyecto pertenece al “Sistema General de Suelo Rústico” y no tiene ninguna categoría de protección especial que vaya en contra de la construcción del proyecto.

2. METODOLOGÍA

Para la realización del siguiente informe, así como para la descripción del potencial paisajístico del terreno, se ha revisado toda la bibliografía disponible sobre paisaje del área de estudio. Para determinar las unidades, tipos y asociaciones del paisaje se ha consultado el Atlas de los Paisajes de España, documento que responde a los objetivos del Convenio de Florencia, que en su art. 6, apartado C, insta a la identificación y cualificación de los paisajes, y, en su subapartado a), a analizar sus características, así como las dinámicas y presiones que los modifican, y a seguir sus transformaciones.

Adicionalmente, se han consultado la Infraestructura de Datos Espaciales de las Islas Baleares (ideIB), el centro de descargas del IGN y la información disponible en IBERPIX de Ortofotos y cartografía. Todas las fuentes han sido contrastadas y se han escogido debido a su fiabilidad.

En cuanto a la cartografía, se han realizado un total de 6 mapas. El primero, plasma la localización del proyecto, así como los elementos a estudiar junto a una ortofoto de referencia. El proceso de elaboración de los mapas de las unidades y tipos de paisaje se ha centrado en valorar la ubicación del PFV en cuanto a categorización paisajística se refiere.

Con respecto al mapa de cuencas visuales, se ha fijado un valor de altura de las instalaciones de 2,098 m tal y como indica su estudio utilizando el modelo de superficies del CNIG. Y, por último, en el proceso de elaboración de cartografía de los puntos de observación, se han tomado aleatoriamente puntos desde diferentes emplazamientos cercanos al proyecto para visualizar el impacto que tendría para el observador.

Con ello, las fases de elaboración del presente estudio han sido:

1. Elección y delimitación del área de estudio
2. Recopilación de la información bibliográfica, cartográfica, fotográfica y documental, referida tanto a los elementos como a los factores del paisaje
3. Análisis de los elementos del paisaje

3. ANÁLISIS DE INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA

El paisaje se puede considerar como la percepción que tienen de un territorio los observadores que residen o desarrollan su actividad en el mismo o que transitan a través de éste. Es el resultado de la manifestación conjunta de diferentes elementos que convergen en el espacio.

La degradación paisajística producida en las últimas décadas ha puesto de manifiesto la necesidad de tratar lo que constituía un mero fondo estético, como un recurso cada vez más limitado que hay que fomentar y, sobre todo, proteger.

3.1. Descripción general

El Atlas de los Paisajes de España es una primera caracterización del Convenio Europeo del Paisaje, donde se establece que *“el paisaje, como síntesis de las características de un determinado medio físico y de la acción humana sobre él a lo largo del tiempo, refleja la superposición de los diversos modelos culturales, ecológicos y económicos en el espacio. [...] El paisaje es un elemento esencial para el bienestar individual y social cuya protección, gestión y planeamiento comportan derechos y deberes de todos”*. En él se realiza por primera vez una cartografía general y un análisis y valoración del conjunto de los paisajes españoles que puede servir de marco para otros estudios del paisaje a escala regional y local.

El Atlas muestra la notable diversidad de los paisajes españoles formados sobre bases ecológicas y culturales estrechamente relacionadas; las tendencias y dinámicas que llevan a la modificación de los paisajes tradicionales y a la construcción del paisaje moderno, así como la necesidad de intervención a través de una gestión específica que permita la conservación del patrimonio paisajístico español y el aprovechamiento de sus recursos.

La identificación de los paisajes se ha realizado estableciendo una escala de unidades formadas sucesivamente por el paisaje como unidad básica, los tipos de paisajes como unidad intermedia (conjuntos de paisajes de parecida configuración natural e historia territorial) y las asociaciones de tipos de paisaje, como unidad mayor, que reproduce la imagen física de los grandes ámbitos paisajísticos, con sus formas más evidentes y los rasgos climáticos e hidrológicos fundamentales.

En España, la escala 1:200.000 fue la utilizada en la identificación y delimitación de los paisajes peninsulares. Las islas requirieron un tratamiento a mayor escala, 1:50.000, por tratarse de territorios relativamente reducidos y de elevada diversidad paisajística interna. El método desarrollado en la caracterización de los paisajes españoles permitió llegar a una taxonomía jerarquizada compuesta por tres niveles. La diversidad de los paisajes de España se expresa, en su nivel básico, en las denominadas siete unidades de paisaje o, simplemente, paisajes, de las que se identificaron y cartografiaron un total de 1.262. Cada unidad se define, a la escala adoptada, por su relativa homogeneidad interna y su singularidad con respecto a los paisajes contiguos.

El segundo nivel de la taxonomía es el de los llamados tipos de paisaje, un total de 116, que resultan de la agrupación de unidades de paisaje cuya estructura se repite en el territorio. A la escala de trabajo del Atlas, los tipos aportan una lectura sintética, pero suficientemente matizada, de las grandes configuraciones paisajísticas de España. El hecho regional, entendido como proceso de construcción paisajística a partir de distintas historias territoriales, ha resultado en la mayor parte de los casos decisivo. Por esa razón, los tipos de paisaje se restringen, con muy pocas excepciones, a dominios regionales, no porque, a priori, se pretendiera una tipología regional, sino porque buena parte de los cuadros paisajísticos a esa escala responden a procesos de larga duración en el marco de territorios históricos de ámbito regional en la actualidad.

El tercer nivel de clasificación aporta una clasificación más global. Está integrado por las **asociaciones de paisaje o conjuntos paisajísticos**, que se refieren a agrupaciones que integran tipos próximos por su configuración topográfica, características bioclimáticas y semejanzas en

los rasgos de organización de los usos de suelo. Las asociaciones de paisaje o conjuntos paisajísticos pueden a su vez agruparse en siete **conjuntos territoriales de paisaje** aún más sintéticos. Tanto conjuntos territoriales como conjuntos paisajísticos se presentan en las siguientes ilustraciones.

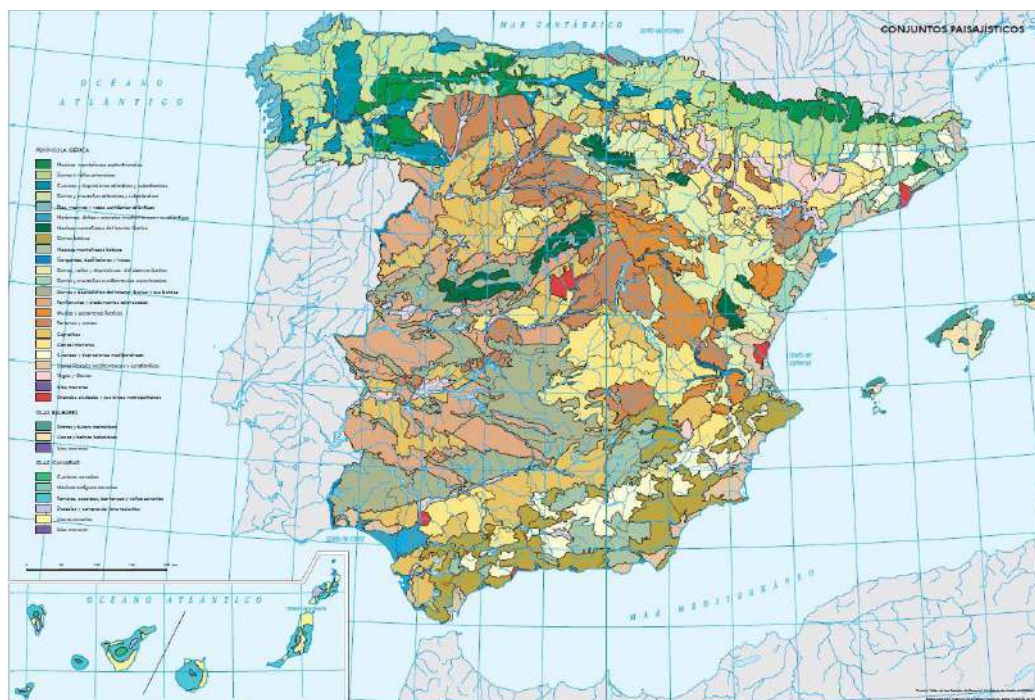


Ilustración 2. Conjuntos paisajísticos de España. Fuente: Atlas de los Paisajes de España, 2004.

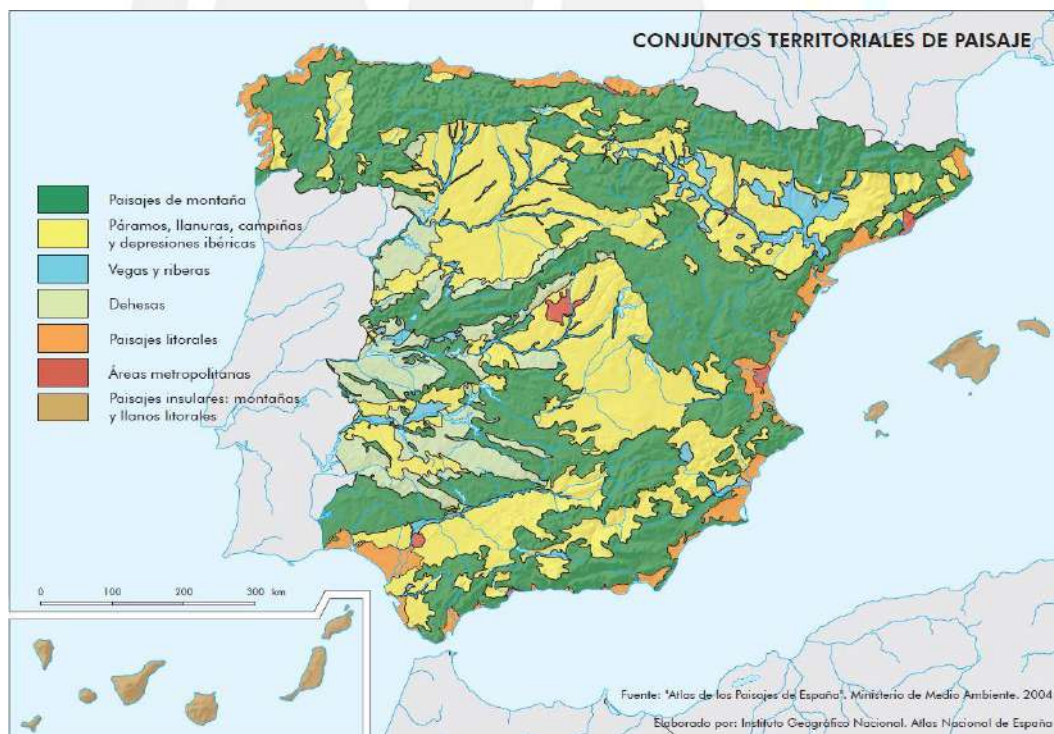


Ilustración 3. Conjuntos territoriales de España. Atlas de los Paisajes de España, 2004.

De acuerdo con la clasificación del Atlas de los Paisajes de España, publicado por el Ministerio de Medio Ambiente en el año 2004, tanto el parque fotovoltaico como su línea eléctrica se asientan sobre el tipo de paisaje, el parque y su línea de evacuación se asientan sobre el tipo de paisaje denominado **Bahías de Mallorca**, con el código 100. La unidad de paisaje sobre la que asienta es denominada **Bahía y Llanos de Palma**, con el código 100.01. Entendemos las unidades de paisaje como espacios que, a una escala determinada, se caracterizan por una fisonomía homogénea y una evolución común. Esta unidad de paisaje puede observarse en el mapa siguiente.

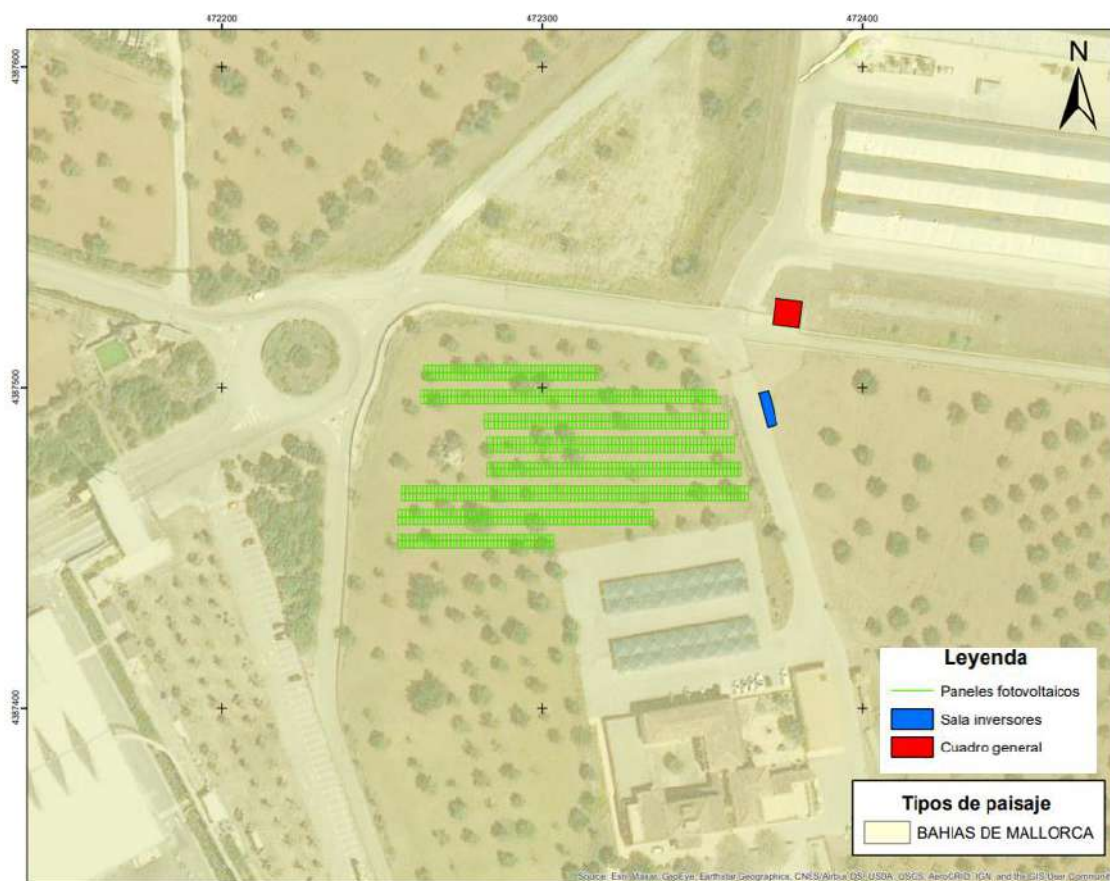


Ilustración 4. Mapa tipos del paisaje del proyecto. Fuente: elaboración propia.

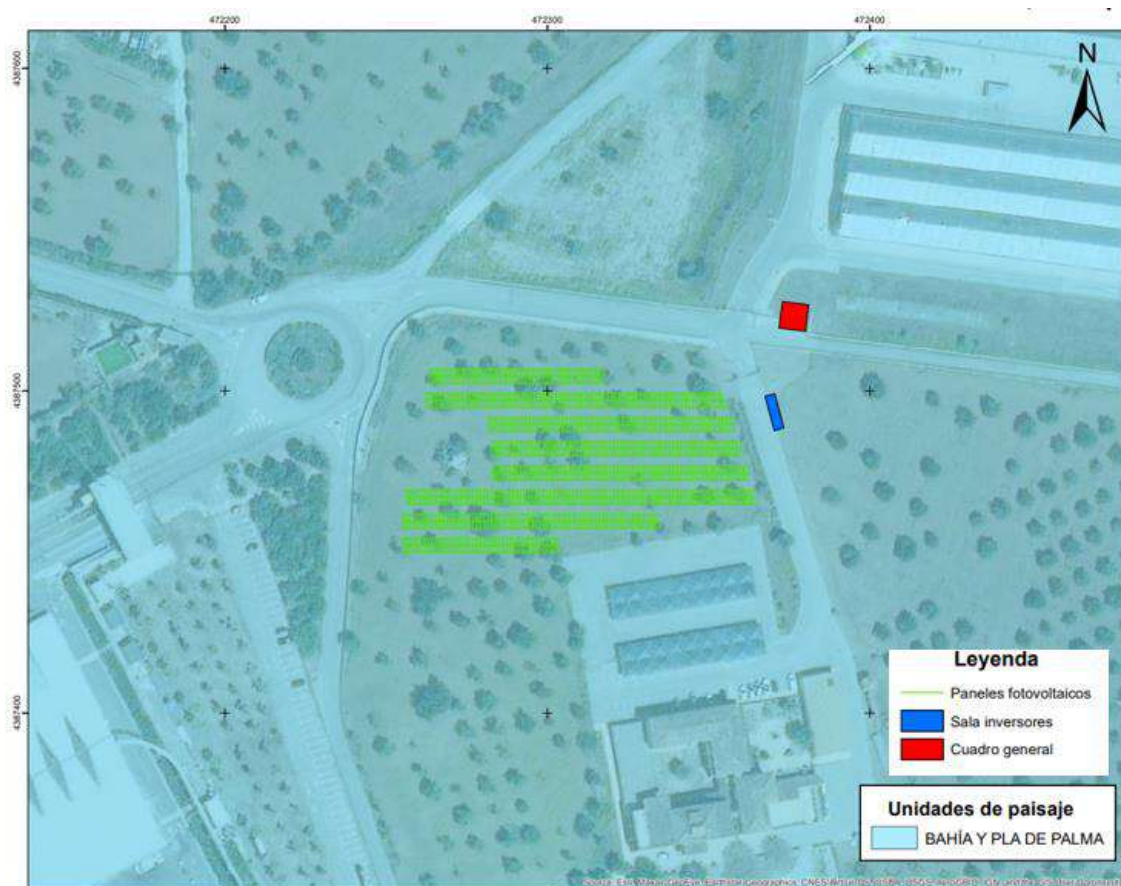
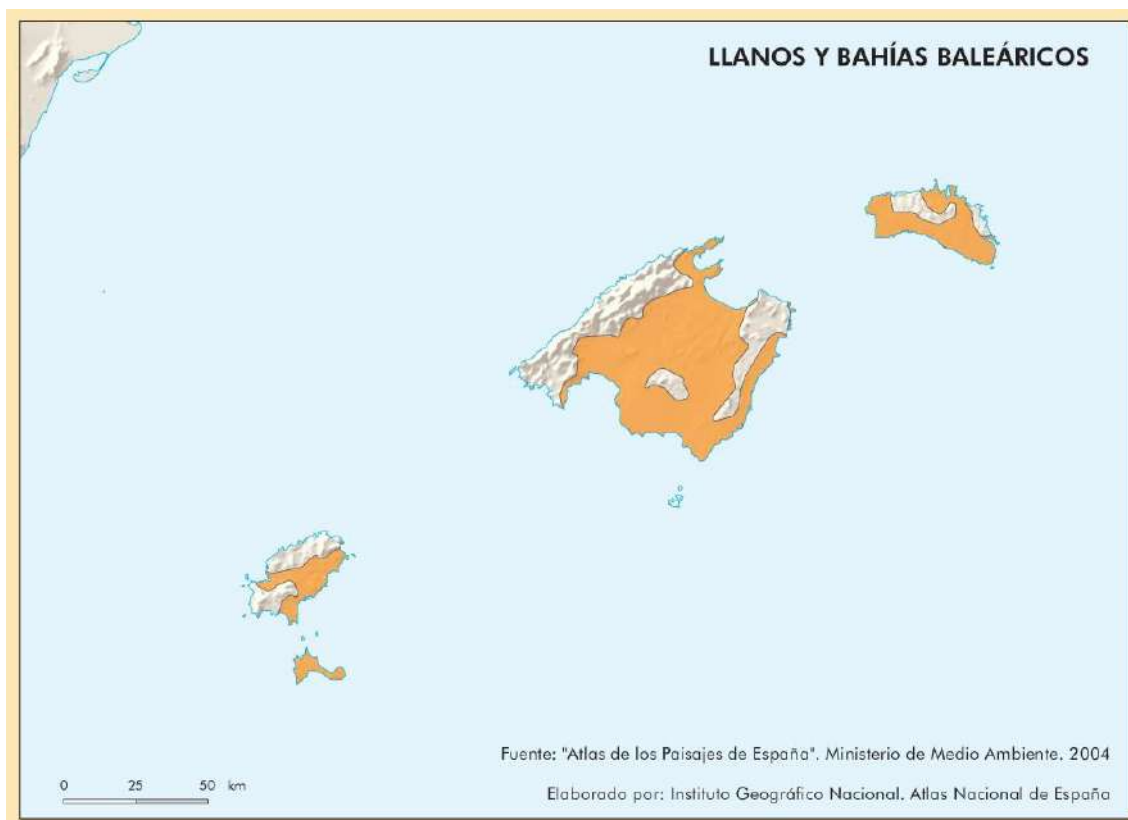


Ilustración 5. Mapa unidades del paisaje del proyecto. Fuente: elaboración propia.

- **Las cuestas:** El proyecto se emplaza en terrenos llanos destinados a cultivo leñosos e infraestructuras de residuos situados cercanos a áreas industriales. La pendiente máxima cercana al proyecto es de 2,4%.
- **Cursos de agua:** Dichos campos de cultivo están irrigados por el río Torrent Gros, el cual presenta un caudal permanente.
- **Cultivos:** Tal y como se ha comentado antes, la zona destaca por su predominancia en cuanto al paisaje agrícola. Son zonas especializadas en los cultivos leñosos de frutales no cítricos, así como pequeñas manchas con cultivos herbáceos.
- **Vegetación natural:** La vegetación natural de la zona queda recluida a vegetación de bajo porte y matorral dispuesta entre los linderos de los campos de cultivo, así como a las zonas riparias, donde según la información extradiá del SIOSE (Cartografía de Ocupación del Suelo en España), presenta masas de vegetación de matorral de ribera.
- **Forma:** la forma del paisaje está condicionada por la sierra de Tramuntana que envuelve a las infraestructuras del proyecto, así como por los campos de cultivo leñosos en donde se emplaza. A pesar del contraste proporcionado por el relieve de las sierras, el proyecto presenta una orografía llana condicionada por el carácter lineal debido a las infraestructuras de las plantas de tratamiento de residuos cercanas, formando un paisaje mayoritariamente llano sin elevaciones.

- Color: la coloración de la zona de estudio está condicionada principalmente por los abundantes cultivos que encontramos en ella. Los colores estarán determinados por las especies cultivadas y la estacionalidad de estas.
- Textura: La textura fina de las áreas de cultivo, contrasta con las texturas gruesas de las zonas de cultivo leñosos combinada con textura fina en la zona altas de las sierras que se encuentran en la lejanía. Presenta una regularidad uniforme con pautas definidas.
- Espacios urbanos: Encontramos en el entorno pequeños núcleos poblacionales como la Urbanización “Can Garriga” (Marratxi), Urbanización “Sa Tana de Can Buch” (Mallorca), Urbanización “Can Sionet” (Marratxi) y Urbanización “Son Daviu Nou” (Es Garrovers).

Por último, cabe destacar que la zona en la que se ubica el proyecto pertenece a la asociación denominada **Llanos y bahías baleáricas** (Código A26).



En la normativa autonómica del Gobierno de las Islas Baleares, no existe la figura de “paisaje protegido” si bien es cierto que el proyecto se encuentra a una distancia de 4,3 km en dirección suroeste del Paraje Natural de la Sierra de Tramuntana.

3.2. Calidad visual y fragilidad paisajística

Para poder evaluar el paisaje y conocer la magnitud del impacto que se puede generar sobre él es necesario conocer tanto la calidad visual como la fragilidad paisajística.

En primer lugar, se define la **calidad de un paisaje** como el mérito o valor del recurso visual que según cada caso pueden alcanzar mérito o no para ser conservado, este mérito se evalúa a través de sus componentes y características visuales. Esta calidad visual puede ser agrupada en tres grupos diferenciados, en función de sus características intrínsecas, su entorno inmediato o la calidad visual que aporta su fondo escénico, estando todas ellas afectadas por el observador a través de sus mecanismos fisiológicos y psicológicos. Por ello, la belleza se aprecia y se reconoce de forma distinta y, en mayor o menor grado, según los observadores. Surgen grandes diferencias al establecer la organización del análisis que pueda medir el valor relativo de cada uno y su papel en la composición global.

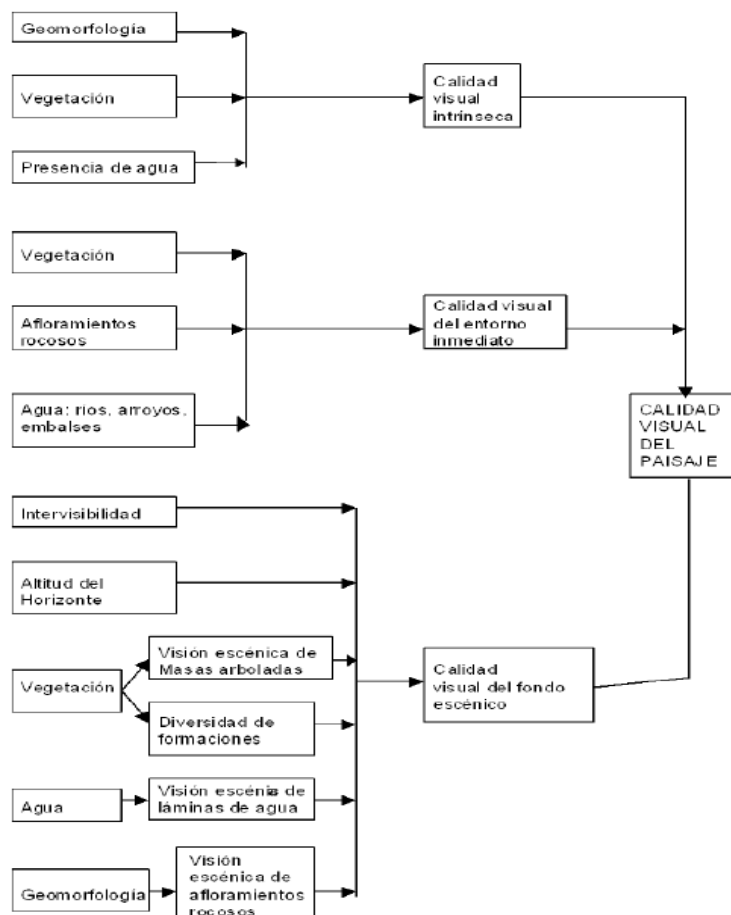


Ilustración 6. Mapa conceptual de los factores que afectan a la calidad visual. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental, INAEM (2019).

Por otra parte, la fragilidad visual de un paisaje indica el grado de deterioro que ese paisaje experimentaría ante la incidencia de determinadas actuaciones. Para conocer la fragilidad paisajística asociada al proyecto es preciso analizar los siguientes componentes o parámetros:

- La fragilidad visual del punto, que depende del suelo y la cubierta vegetal (menor fragilidad a mayor densidad y contraste cromático de la vegetación), la pendiente (menor fragilidad en pendientes bajas) y la orientación (mayor fragilidad en zonas más iluminadas).
- La fragilidad visual del entorno del punto: cuenca visual (cuanto mayor, más compactas y alargadas son las cuencas, mayor fragilidad) y la altura relativa del punto

respecto a su cuenca visual (mayor fragilidad en los puntos que están muy por encima o muy por debajo de su cuenca visual).

- Fragilidad derivada de características histórico-culturales: proximidad a lugares singulares desde el punto de vista histórico-cultural.
- Accesibilidad de la observación: la valoración de la fragilidad visual de un lugar depende de la cantidad potencial de individuos que lo contemplen desde carreteras, otras infraestructuras lineales o núcleos poblados.

Tras realizar la descripción de ambas variables, conviene establecer los tipos de procedimientos o métodos empleados para valorar el paisaje:

- Métodos indirectos: la valoración del paisaje, que se realiza de forma objetiva a través del análisis cuantitativo y cualitativo de los factores físicos, bióticos y antrópicos que explican el paisaje, mediante modelos matemáticos cuyas variables son las categorías de calidad visual de los componentes del paisaje.
- Métodos directos: la valoración del paisaje se realiza mediante el análisis de los resultados de las preferencias paisajísticas personales a través de la contemplación directa del mismo.

En el caso que nos ocupa, la valoración se ha realizado siguiendo métodos indirectos. Los factores para realizar la valoración se han enfocado hacia las siguientes variables:

➤ **Factores biofísicos:**

-Densidad y tipo de vegetación

La zona donde se emplaza el proyecto se encuentra en torno a una baja densidad de vegetación natural debido a la alta extensión de los campos de cultivo leñosos de la zona y de zonas artificiales sin vegetación. La existencia de estructuras urbanas en la zona impide el desarrollo de la vegetación natural, que ha quedado resignada vegetación herbácea y matorral. Los bosques más cercanos los encontramos al norte del proyecto, a más de 1 km de distancia, donde la vegetación de ribera forma un bosque de galería entorno al torrent de Bunyola. La Sierra de Tramuntana presenta vegetación natural formada por bosques de frondosas, coníferas y olivares, si bien es cierto que se encuentra alejada al proyecto (más de 5 km).

TRAMOS	DENSIDAD	TIPO DE VEGETACIÓN	ESPECIES PRESENTES
1	Baja	Cultivos hortofrutícolas no cítricos en secano	<i>Prunus dulcis</i>

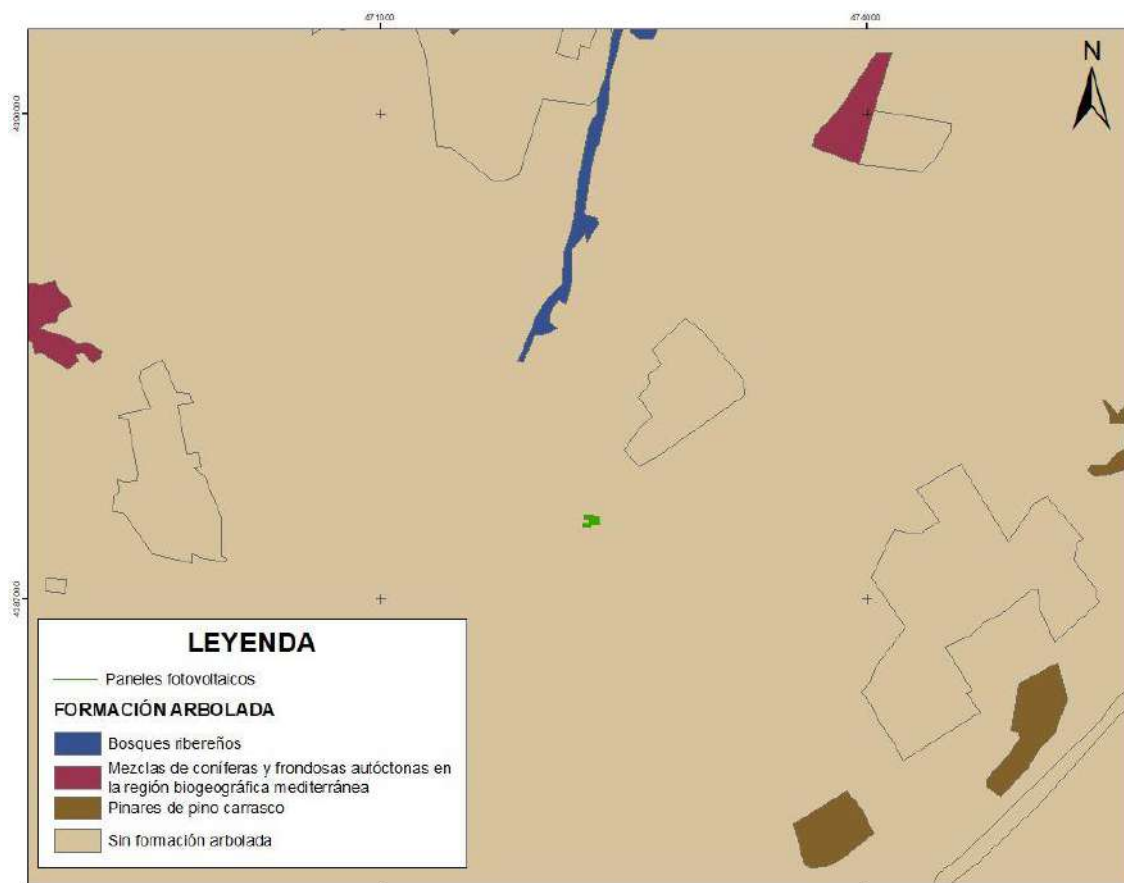


Ilustración 7: Mapa forestal del entorno del proyecto. Fuente: MFE, 2013

-Contraste cromático y texturas

La coloración de la zona de estudio está condicionada principalmente por los abundantes cultivos que encontramos en ella. Los colores estarán determinados por las especies cultivadas y la estacionalidad de estas. Las zonas de cultivo presentan un grano fino, de coloración variable en función de la estacionalidad y el tipo de cultivo, variando entre amarillo pálido y verde vivo. Los matorrales y la vegetación de bajo porte presentan una coloración también variable en función de la estacionalidad, pero de una textura algo más gruesa que la de los cultivos.

La presencia de grandes masas de bosques de diferentes especies de frondosas y coníferas en las sierras que envuelven el proyecto, junto con los contrastes geomorfológicos del terreno crean un contraste cromático y de texturas vistoso y singular.

Dado que el parque fotovoltaico Tirme pretende desarrollarse sobre campos de cultivo de vegetación leñosa, la visibilidad y el contraste de colores será alta y así como una fragilidad del paisaje media.

Además, la presencia de zonas de suelo ocupadas por infraestructuras artificiales, así como carreteras, núcleos de población dan un aspecto antropizado del paisaje, por lo que su fragilidad será baja.

-Estacionalidad

Dada el área de localización del proyecto sobre tierras de cultivo leñoso, la vegetación de matorral y bajo porte reglada a las lindes de los campos y los propios cultivos, con sus ciclos vitales, presentan una variabilidad estacional que enriquece la percepción del entorno e incrementa los contrastes. Los cultivos leñosos de frutales no cítricos al perder la hoja durante el otoño, los colores verdes solo aparecen en el comienzo de la primavera. Los cultivos herbáceos presentan colores verdes al final del invierno y en primavera y luego, en verano, adquieren una coloración amarillenta para dejar paso a los colores terrosos cuando se labran los campos.

En las sierras adyacentes al proyecto con arboladas y bosques de plantación, la vegetación de hoja marcescente cambia de manera notable con el discurrir de las estaciones en las frondosas, las cuales tienen un ciclo relacionado con la salida, madurez, envejecimiento y caída de las hojas, pasando de verdes intensos y brillantes a amarillos y marrones para terminar dominando los colores oscuros. Sin embargo, dichas arboladas permanecen de forma lejana al proyecto por lo que la estacionalidad de esta vegetación no se verá influenciada por la presencia del parque solar.

Con estos preceptos, podemos señalar que el área del proyecto cuenta con una estacionalidad paisajística media, que se verá influenciada por la instalación del proyecto, cuya estacionalidad es nula. A efectos del paisaje, la instalación del proyecto no generará una transformación de la estacionalidad paisajística significativa, pero su presencia sí afectará al entorno inmediato y generará una mayor fragilidad visual, así como una menor calidad.

➤ Factores morfológicos

-Relieve, cotas y pendientes

Para analizar este valor se ha tenido en cuenta el rango altitudinal de la unidad de paisaje, y la pendiente del terreno en la localización del proyecto. El relieve principal de la unidad de paisaje en que se asienta el área de distribución del proyecto está condicionado por la predominancia del terreno llano, con pendientes máximas del 12%. La zona más próxima al proyecto no supera el 2,4%. Por todo ello, habrá una alta exposición visual del parque fotovoltaico.

➤ Factores histórico-culturales

Este aspecto viene necesariamente ligado a un factor subjetivo por el que todos tendemos a tener la mejor opinión de aquellos elementos que forman parte de nuestra cultura.

-Bienes de Interés Cultural (BIC)

El proyecto no afecta directamente a ningún BIC ya que la mayoría de monumento y áreas protegidas para dichos monumentos se encuentran inmersos en el casco urbano de la ciudad de Palma. El más cercano es el *Sistema hidràulic de la font de Mestre Pere i síquia de na Cerdana* situado a un kilómetro del proyecto.

Por todo ello la fragilidad del paisaje no se verá afectada por la construcción del parque en cuanto a la armonía de los entornos protegidos de los BIC.

➤ **Factores de atracción de observadores**

-Carreteras afectadas

En cuanto a las carreteras que son susceptibles de sufrir afectación visual por la instalación del parque encontramos la carretera Ma-11 a una distancia de 958 metros, a un kilómetro la carretera Ma-2031 y la Ma-13 a 2,7 km del proyecto. Existen también varios caminos cercanos, como el Camí de Sa Fita que se sitúa lindero a la parcela del proyecto y que también han sido valorados en el análisis de puntos de observación.

Dado que se encuentran entre campos de cultivo leñosos y a una distancia considerable a vías con una densidad regular de tráfico (carreteras nacionales), la visibilidad del proyecto será media. Sin embargo, debido el entorno medianamente antropizados por el cúmulo de vías en la zona, se reduce la fragilidad paisajística de la zona.

-Municipios afectados

Los núcleos de población más cercanos al parque fotovoltaico Can Canut, Can Frasquet, Can Garriga y Son Frau Vell. A una distancia más alejada encontramos la Urbanización “Can Garriga”, Urbanización “Sa Tanga de Ca’n Buch”, Urbanización “Can Sionet” y Urbanización Son Daviu Nou. Dada la distancia a la que se encuentran del proyecto y al alto grado de antropización del entorno, la valoración conjunta del proyecto es que no afectará a las urbanizaciones que puedan resultar cercanas al proyecto.

-Miradores

Cercanos al proyecto no se han encontrado miradores. El más cercano es el mirador de Joan Miró situado a 9,7 km del proyecto, por lo que no habrá afectación al mismo, ya que, dada la pequeña extensión que tendrá el parque fotovoltaico y que se encuentra a mayor altitud que el mirador, no será perceptible.

-Áreas Naturales Protegidas

En este apartado es pertinente hacer referencia a varias áreas naturales cercanas que cuentan con algún tipo de figura de protección, lo que les proporciona importancia paisajística directa:

1. Red Natura 2000
 - ZEPA ES0000440 “*Des Teix al Puig de ses Fites*”: a una distancia de 3,6 km del proyecto en dirección norte.
 - ZEPA ES0000380 “*Puig de s’Estremera*”: a una distancia de 4,3 km del proyecto en dirección NNE.
 - ZEPA ES0000378 “*Puig des Boixos*”: a una distancia de 4,6 km del proyecto en dirección NNW.
 - LIC ES5310010 “*Comuna de Bunyola*”: a una distancia de 6 km del proyecto en dirección NNE.
2. Espacios Naturales Protegidos
 - Paraje Natural *Serra de Tramuntana* (Código ES530018) a una distancia de 4,3 km del proyecto en dirección NNE.

3. Important Bird Areas (IBAs)

- IBA 316 *Sierra de Tramuntana* a una distancia de 3,6 km del proyecto en dirección norte.

Como se puede comprobar las figuras de protección aquí comentadas quedan a una distancia considerable del proyecto. Es por ello por lo que, en lo referente a áreas naturales protegidas, la calidad y fragilidad del paisaje no se verá afectada por la implantación de un parque solar junto a su línea eléctrica.

3.3. Valoración de la afectación paisajística

En este apartado se facilitan los resultados obtenidos en el análisis de cuencas visuales de la instalación fotovoltaica de autoconsumo. Dicho análisis se ha realizado mediante el sistema de información geográfica ArcGIS, analizando cada una de las cuencas visuales y/o afectación visual que presenta dicho proyecto.

Una vez obtenidos los mapas correspondientes, ha sido posible conocer cuáles serán las áreas, especialmente núcleos de población, afectados por la visibilidad del proyecto.

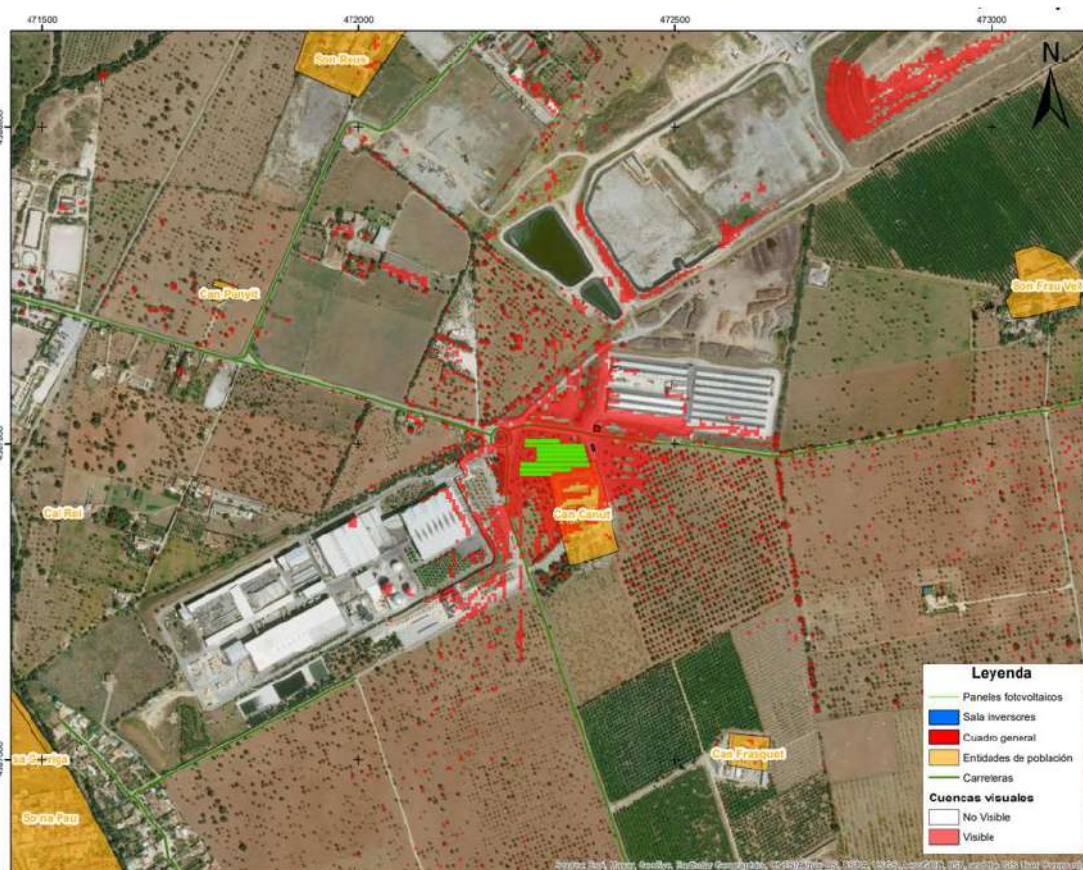


Ilustración 8. Mapa cuencas visuales del proyecto. Fuente: elaboración propia.

Como se puede ver en el mapa de cuencas visuales del proyecto, las zonas visibles son minoritarias y se reducen a pocos metros de distancia del proyecto. También será visible desde las instalaciones de Tirme S.A.

En cuanto a las zonas visibles de las entidades de población, el proyecto será visible desde la parte noroeste-norte-noreste de Can Canut, la parte norte de Can Frasquet, parte norte de

Can Garriga, zonas interiores de Son Reus y puntos dispersos en Can Sionet, Son Babiloni, Son na Pau y La Garriga. Se podrá ver también desde los terrenos de cultivo adyacentes al proyecto, así como en algunos puntos de la ribera del Torrent Gros.

Para realizar un análisis más detallado del impacto paisajístico por la construcción del proyecto, se han calculado las cuencas visuales para un total de 6 puntos de observación repartidos por los alrededores del parque fotovoltaico.

Para realizar esta valoración se ha trabajado con el MDS05 de 1º Cobertura (Modelo Digital de Superficies con paso de malla de 5 m). El MDS05 a diferencia del MDT (Modelo Digital del Terreno) tiene en cuenta los elementos de la superficie como por ejemplo cubierta vegetal, construcciones u otras infraestructuras, por lo que resulta idónea para calcular el impacto visual desde distintos puntos de observación. Matizar, que el MDT solo tiene en cuenta la propia topografía del terreno y no sus elementos.

Los puntos de observación elegidos son los siguientes:

- Punto 1: Carretera convencional “Disseminat Distr -2 Secci -4”, 156 m al este del parque.
- Punto 2: Carretera convencional “Cami de Sa Fita”, 157 m al sur del parque.
- Punto 3: Carretera convencional Son Reus, 190 m al oeste del parque.
- Punto 4: Camino a la campa de recepción de podas, 166 m al noreste del parque.
- Punto 5: Parque Tirme, 299 m al suroeste del parque.
- Punto 6: Carretera convencional Son Reus, 439 m al noroeste del parque.

A continuación, se muestran las cuencas visuales para todos estos puntos de observación, considerando una altura del observador de 1,8 metros:

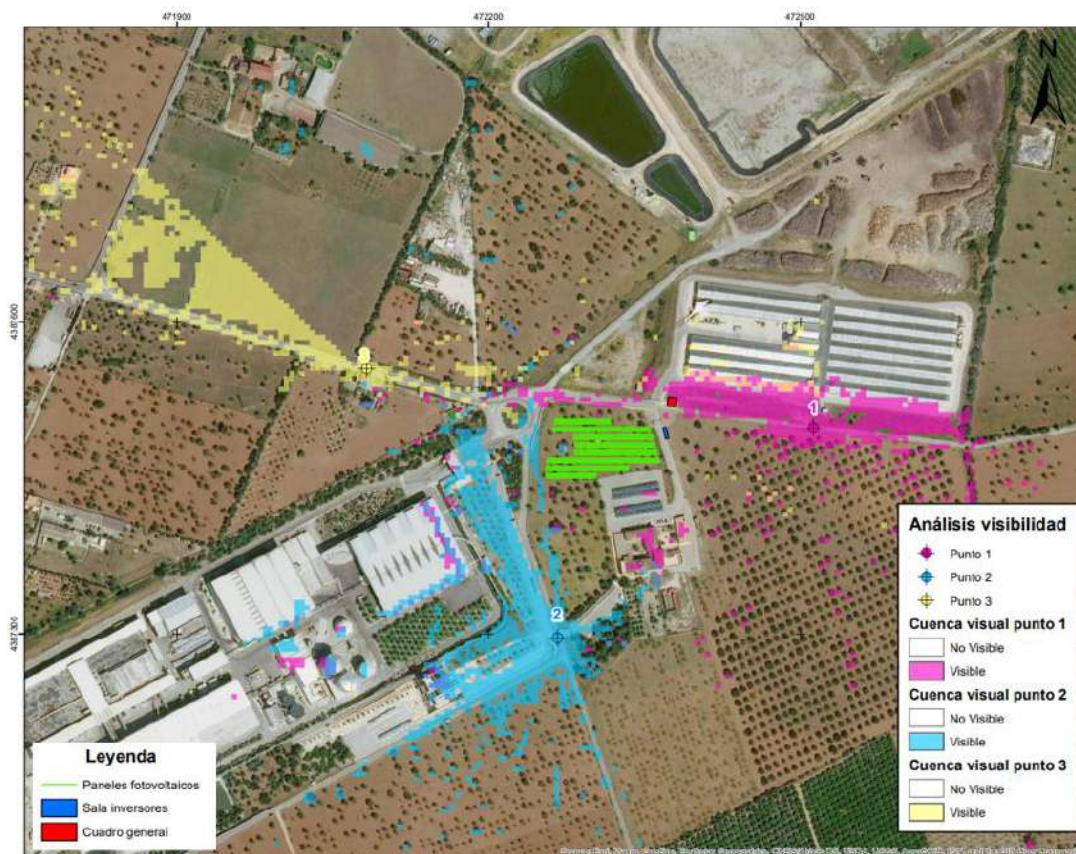


Ilustración 9. Mapa de puntos de observación del proyecto. Fuente: elaboración propia.

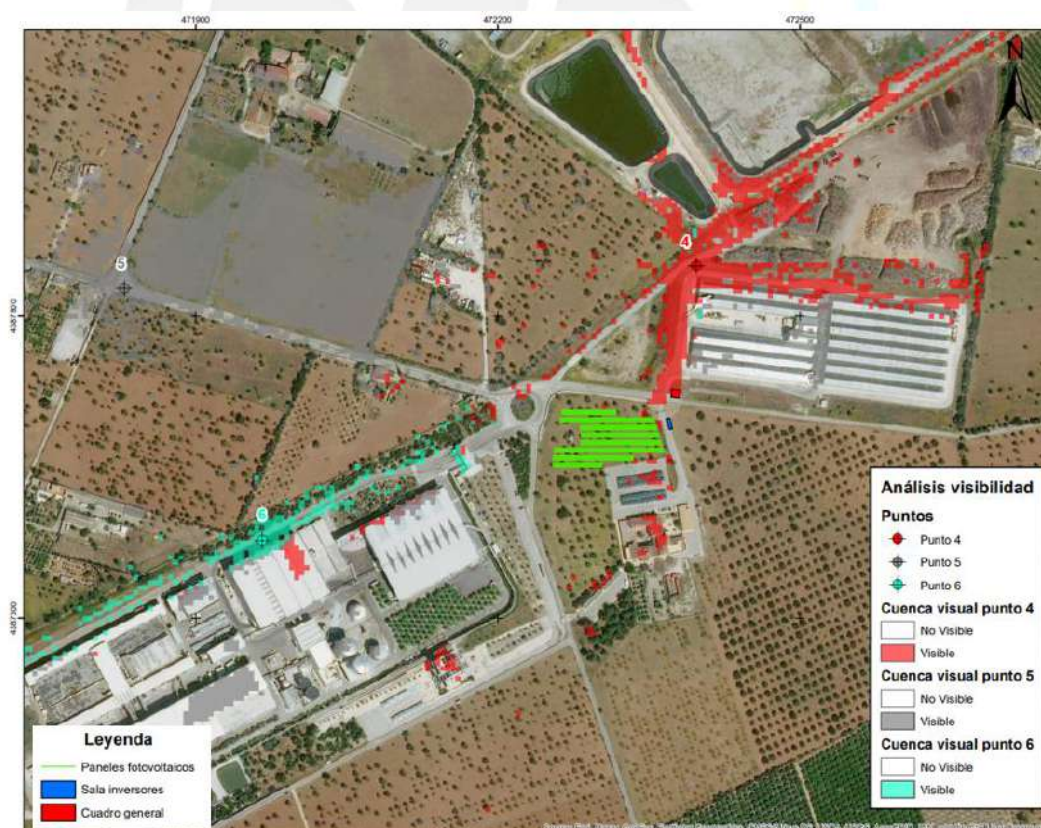


Ilustración 10. Mapa de puntos de observación del proyecto (2). Fuente: elaboración propia.

4. SIMULACIÓN 3D

4.1. INFOGRAFÍAS

Se han realizado una serie de simulaciones 3D desde diferentes puntos, los cuales vienen indicados en el siguiente mapa, para poder representar de la forma más fehaciente posible cuál sería el resultado sobre el paisaje una vez ejecutado el presente proyecto.

A continuación, se muestran las coordenadas de los puntos desde donde se tomaron las fotografías y sobre las cuales se han realizado las infografías:

Tabla 2. Puntos seleccionados para las infografías y sus coordenadas. Fuente: elaboración propia.

PUNTO	Coordenada X	Coordenada Y
1	472.325	4.387.450
2	472.355	4.387.500
3	472.280	4.387.530



Ilustración 11. Localización de los puntos escogidos para la simulación 3D. Fuente: elaboración propia.

4.1.1. Punto 1



*Ilustración 12. Vista desde Punto 1 previa instalación PFV (arriba) y simulación 3D tras la instalación del PFV (abajo).
Fuente: elaboración propia*

4.1.2. Punto 2



*Ilustración 13. Vista desde Punto 2 previa instalación PFV (arriba) y simulación 3D tras la instalación del PFV (abajo).
Fuente: elaboración propia.*

4.1.3. Punto 3



*Ilustración 14. Vista desde Punto 3 previa instalación PFV (arriba) y simulación 3D tras la instalación del PFV (abajo).
Fuente: elaboración propia.*

4.2. SIMULACIÓN VISTAS AÉREAS

Se han realizado una serie de simulaciones 3D desde diferentes puntos desde una perspectiva aérea en dirección a los cuatro puntos cardinales, norte, sur, este y oeste para poder observar cómo quedaría el parque con respecto al paisaje cercano.



4.2.1. Vista norte



Ilustración 15. Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Norte. Fuente: elaboración propia.

4.2.2. Vista sur



Ilustración 16. Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Sur. Fuente: elaboración propia.

4.2.3. Vista este



Ilustración 17. Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Este. Fuente: elaboración propia.4.3.

4.2.4. Vista oeste



Ilustración 18: Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Oeste. Fuente: elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

Tras el anterior análisis de integración paisajística y comentados ya todos los puntos a tener en cuenta, se pueden identificar las siguientes conclusiones:

1. Que, dado que el parque fotovoltaico Tirme pretende desarrollarse sobre campos de cultivo de vegetación leñosa, la visibilidad y el contraste de colores será alto. Con respecto al contraste cromático y a las texturas, la fragilidad del paisaje será media y la calidad baja.
2. Que, el área del proyecto cuenta con una estacionalidad paisajística media, que se verá influenciada por la instalación del proyecto, cuya estacionalidad es nula. A efectos del paisaje, la instalación del proyecto no generará una transformación de la estacionalidad paisajística significativa, pero su presencia sí afectará al entorno inmediato y generará una mayor fragilidad visual, así como una menor calidad.
3. Que, la presencia de zonas industrializadas, carreteras y núcleos de población cercanos, aportan al paisaje un aspecto antropizado, lo que se traduce en una fragilidad baja del paisaje, así como su calidad con respecto a los factores de atracción de los observadores.
4. Que, dado el terreno llano de la zona de emplazamiento, el proyecto tendrá una mayor exposición visual en el entorno más próximo.
5. Que, dada la ausencia de BICs en el entorno más próximo al proyecto, la fragilidad del paisaje no se verá afectada en este aspecto.
6. Que, dada la ausencia de espacios naturales protegidos, espacios insertos en la Red Natura 2000 y demás figuras de protección ambiental en el entorno más próximo, la fragilidad del paisaje con respecto a estos elementos será baja, así como su calidad.
7. Que, con respecto a la cuenca visual, las zonas visibles son minoritarias y se reducen a pocos metros de distancia del proyecto. También será visible desde las instalaciones de Tirme S.A y desde los núcleos de Can Canut, Can Frasquet, Can Garriga, zonas interiores de Son Reus y puntos dispersos en Can Sionet, Son Babiloni, Son na Pau y La Garriga.
8. Que, el proyecto sería compatible con la Modificación Puntual II del Plan Territorial Insular de Mallorca e iría en línea con los objetivos y principios del Área de Intervención Paisajística AIP II Son Reus, ya que ayudaría a revalorizar el entorno rural y el proyecto se realizará cumpliendo el principio de integración paisajística de las infraestructuras de los equipamientos y de las edificaciones incluidas en el ámbito.
9. En resumen, la ejecución del presente proyecto no tendrá un impacto paisajístico elevado sobre la calidad del paisaje, presentando una fragilidad general media y una calidad del paisaje baja.

ANEXO I. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características generales de la planta. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Proyecto técnico.	5
Tabla 2. Puntos seleccionados para las infografías y sus coordenadas. Fuente: elaboración propia.	22

ANEXO II. ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Localización PFV de autoconsumo "TIRME". Fuente: elaboración propia.	4
Ilustración 2. Conjuntos paisajísticos de España. Fuente: Atlas de los Paisajes de España, 2004.	10
Ilustración 3. Conjuntos territoriales de España. Atlas de los Paisajes de España, 2004.	10
Ilustración 4. Mapa tipos del paisaje del proyecto. Fuente: elaboración propia.	11
Ilustración 5. Mapa unidades del paisaje del proyecto. Fuente: elaboración propia.	12
Ilustración 6. Mapa conceptual de los factores que afectan a la calidad visual. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental, INAEM (2019).	14
Ilustración 7: Mapa forestal del entorno del proyecto. Fuente: MFE, 2013	16
Ilustración 8. Mapa cuencas visuales del proyecto. Fuente: elaboración propia.	19
Ilustración 9. Mapa de puntos de observación del proyecto. Fuente: elaboración propia.	21
Ilustración 10. Mapa de puntos de observación del proyecto (2). Fuente: elaboración propia.	21
Ilustración 11. Localización de los puntos escogidos para la simulación 3D. Fuente: elaboración propia.	22
Ilustración 12. Vista desde Punto 1 previa instalación PFV (arriba) y simulación 3D tras la instalación del PFV (abajo). Fuente: elaboración propia	23
Ilustración 13. Vista desde Punto 2 previa instalación PFV (arriba) y simulación 3D tras la instalación del PFV (abajo). Fuente: elaboración propia.	24
Ilustración 14. Vista desde Punto 3 previa instalación PFV (arriba) y simulación 3D tras la instalación del PFV (abajo). Fuente: elaboración propia.	25
Ilustración 17. Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Norte. Fuente: elaboración propia.	27
Ilustración 15. Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Sur. Fuente: elaboración propia.	28
Ilustración 16. Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Este. Fuente: elaboración propia.	29
Ilustración 18: Simulación 3D de las infraestructuras básicas del PFV punto vista Oeste. Fuente: elaboración propia.	30

ANEXO III. EQUIPO REDACTOR

Fdo. **Diego Aguilera Arce** (DNI:
71362606-T)

Graduado en Ciencias Ambientales
Máster en Energías Renovables
Nº Colegiado 204. Colegio de
Ambientólogos de Madrid
Coordinador del estudio

Fdo. **María Gutiérrez Herrero** (DNI:
71039589-H)

Graduada en Ciencias Ambientales
Máster en Ingeniería y Gestión del
Agua
Coordinadora del estudio

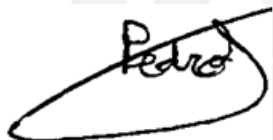


Fdo. **Pedro Salinas Pena** (DNI:
73213942-C)

Graduado en Ciencias Ambientales
Máster en Sistemas de Información
Geográfica y Teledetección

Fdo. **Irene Pacho Zunzunegui** (DNI:
70915622-K)

Graduada en Ciencias Ambientales



Fdo. **Adrián Castellanos Fernández** (DNI: 71475243-Y)

Graduado en Geografía y Ordenación del Territorio
Máster en Sistemas de Información Geográfica

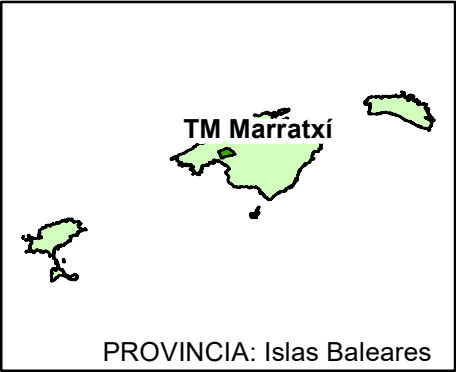
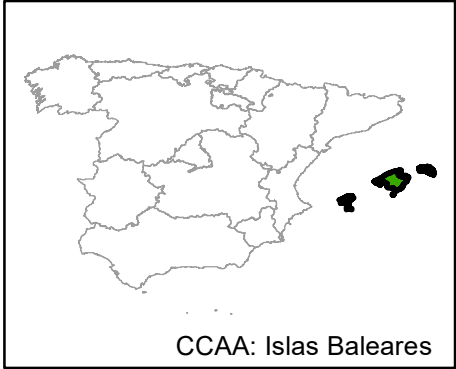


ANEXO IV. CARTOGRAFÍA

1. Localización PFV de autoconsumo “Tirme” de 577,26 kWp (1:1.000)
2. Unidades de paisaje PFV de autoconsumo “Tirme” de 577,26 kWp (1:1.000)
3. Tipos de paisaje PFV de autoconsumo “Tirme” de 577,26 kWp (1:1.000)
4. Cuencas visuales PFV de autoconsumo “Tirme” de 577,26 kWp (1:5.000)
5. Cuencas visuales puntos de observación PFV de autoconsumo “Tirme” de 577,26 kWp (1:3.000)
6. Cuencas visuales puntos de observación (2) PFV de autoconsumo “Tirme” de 577,26 kWp (1:3.000)



LOCALIZACIÓN PFV DE AUTOCONSUMO "TIRME" de 577,26 kWp



Leyenda

- Paneles fotovoltaicos
- Sala inversores
- Cuadro general
- Términos municipales

MAPA NÚMERO 1

PROYECTO PARQUE FV
DE AUTOCONSUMO
TIRME DE 577,26 kWp
EN EL TM DE MARRATXÍ



FECHA: 10/12/2021

AUTOR: Departamento de
medio ambiente - Iber
Sostenibilidad y Desarrollo S.L.

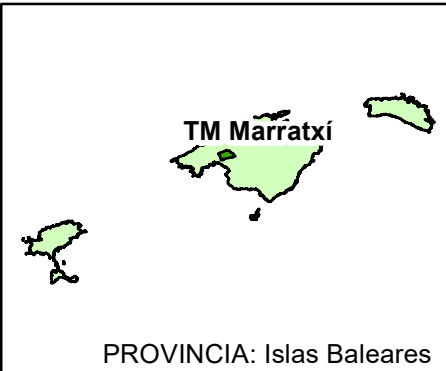
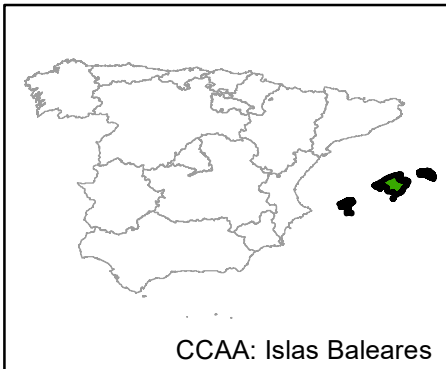
Source: Esri, Maxar, GeoEye, Earthstar Geographics, CNES/Airbus DS, USDA, USGS, AeroGRID, IGN, and the GIS User Community

0 0,035 0,07 0,14 km

1:1.000

SISTEMA DE COORDENADAS: ETRS 1989 HUSO 31

UNIDADES DE PAISAJE PFV DE AUTOCONSUMO "TIRME" de 577,26 kWp



Leyenda

- Paneles fotovoltaicos
- Sala inversores
- Cuadro general

MAPA NÚMERO 2

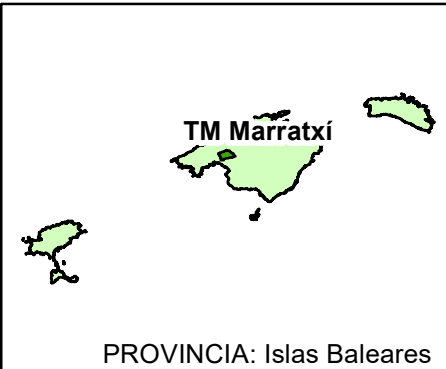
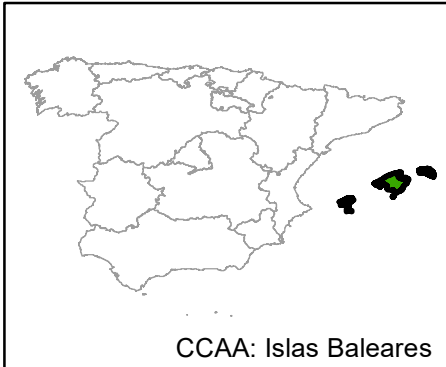
PROYECTO PARQUE FV
DE AUTOCONSUMO
TIRME DE 577,26 kWp
EN EL TM DE MARRATXÍ



FECHA: 10/12/2021

AUTOR: Departamento de
medio ambiente - Iber
Sostenibilidad y Desarrollo S.L.

TIPOS DE PAISAJE PFV DE AUTOCONSUMO "TIRME" de 577,26 kWp



Leyenda

- Paneles fotovoltaicos
- Sala inversores
- Cuadro general

MAPA NÚMERO 3

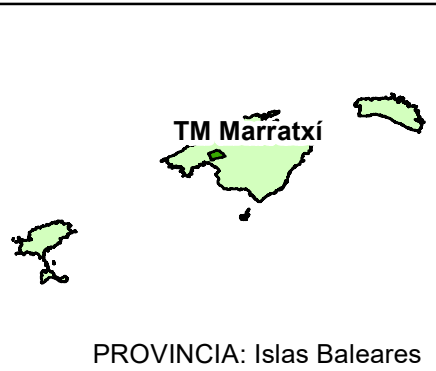
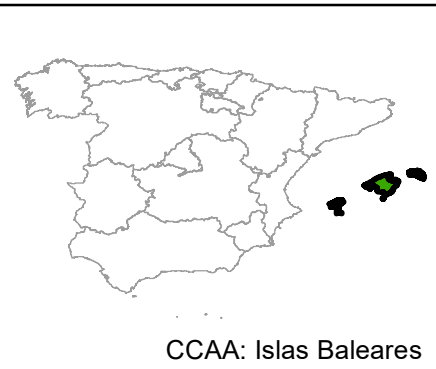
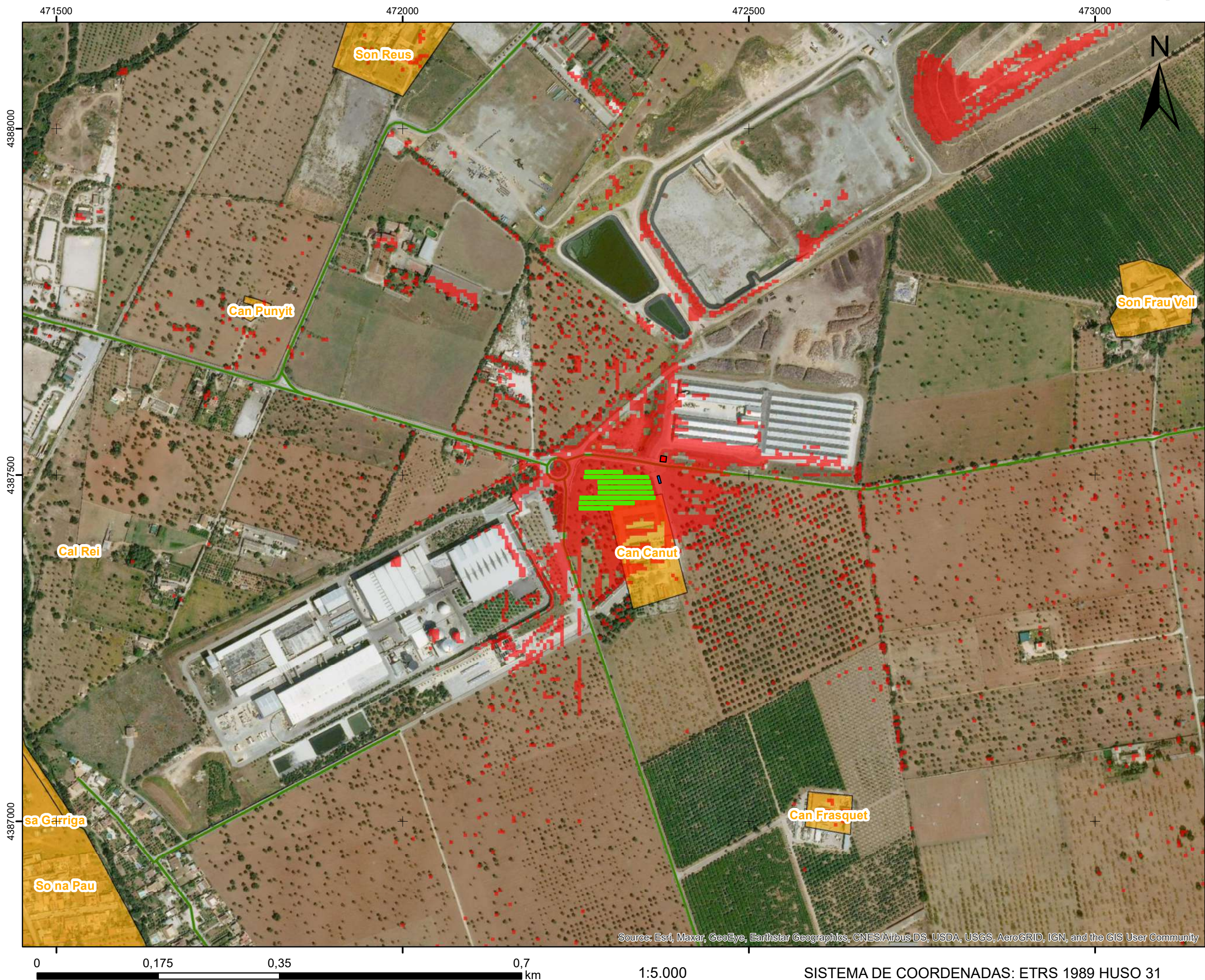
PROYECTO PARQUE FV
DE AUTOCONSUMO
TIRME DE 577,26 kWp
EN EL TM DE MARRATXÍ



FECHA: 10/12/2021

AUTOR: Departamento de
medio ambiente - Iber
Sostenibilidad y Desarrollo S.L.

CUENCAS VISUALES PFV DE AUTOCONSUMO "TIRME" de 577,26 kWp



Leyenda

- Paneles fotovoltaicos
- Sala inversores
- Cuadro general
- Entidades de población
- Carreteras

Cuencas visuales

- No Visible
- Visible

MAPA NÚMERO 4

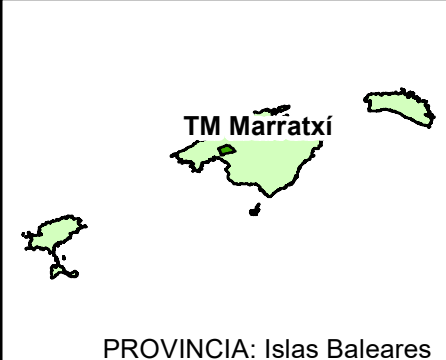
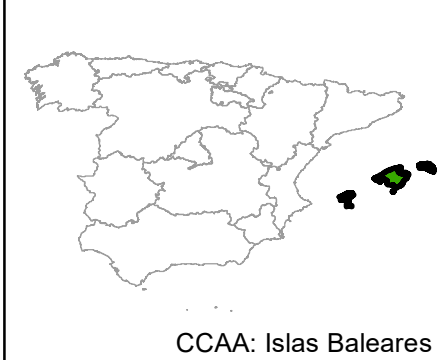
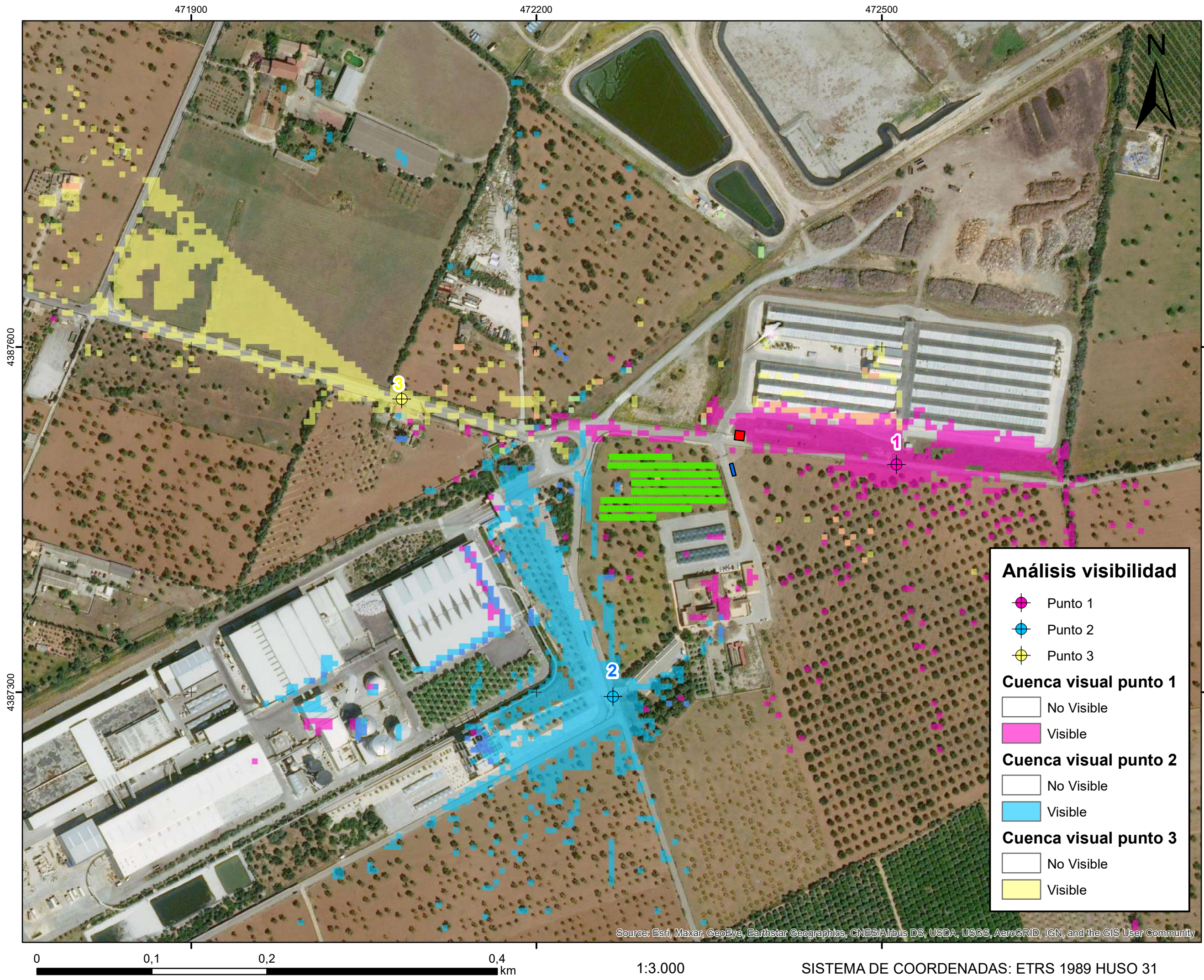
PROYECTO PARQUE FV
DE AUTOCONSUMO
TIRME DE 577,26 kWp
EN EL TM DE MARRATXÍ



FECHA: 10/12/2021

AUTOR: Departamento de
medio ambiente - Iber
Sostenibilidad y Desarrollo S.L.

CUENCAS VISUALES PUNTOS DE OBSERVACIÓN PFV DE AUTOCONSUMO "TIRME" de 577,26 kWp



Leyenda

- Paneles fotovoltaicos
- Sala inversores
- Cuadro general

Análisis visibilidad

- Punto 1
- Punto 2
- Punto 3

Cuenca visual punto 1

- No Visible
- Visible

Cuenca visual punto 2

- No Visible
- Visible

Cuenca visual punto 3

- No Visible
- Visible

MAPA NÚMERO 5

PROYECTO PARQUE FV
DE AUTOCONSUMO
TIRME DE 577,26 kWp
EN EL TM DE MARRATXÍ

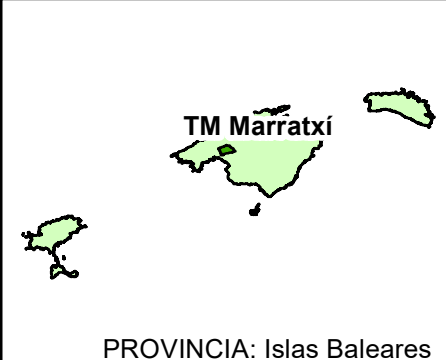
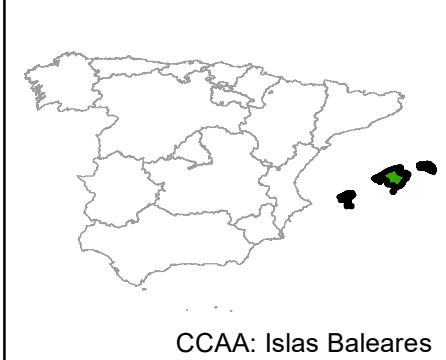
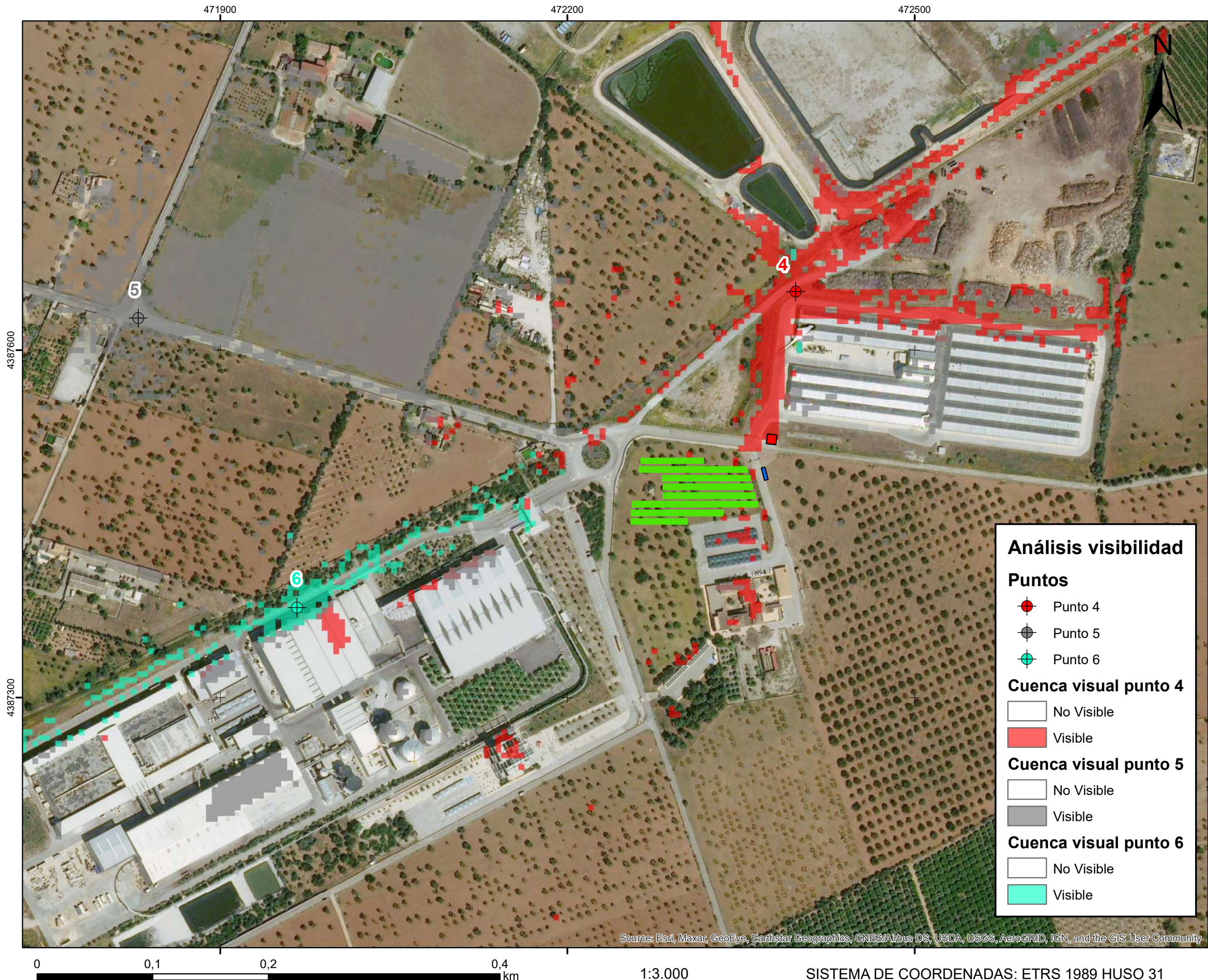


FECHA: 10/12/2021

AUTOR: Departamento de
medio ambiente - Iber
Sostenibilidad y Desarrollo S.L.

SISTEMA DE COORDENADAS: ETRS 1989 HUSO 31

CUENCAS VISUALES PUNTOS DE OBSERVACIÓN PFV DE AUTOCONSUMO "TIRME" de 577,26 kWp



Leyenda

- Paneles fotovoltaicos
- Sala inversores
- Cuadro general

Análisis visibilidad

Puntos

- Punto 4
- Punto 5
- Punto 6

Cuenca visual punto 4

- No Visible
- Visible

Cuenca visual punto 5

- No Visible
- Visible

Cuenca visual punto 6

- No Visible
- Visible

MAPA NÚMERO 6

PROYECTO PARQUE FV
DE AUTOCONSUMO
TIRME DE 577,26 kWp
EN EL TM DE MARRATXÍ



FECHA: 10/12/2021

AUTOR: Departamento de
medio ambiente - Iber
Sostenibilidad y Desarrollo S.L.

SISTEMA DE COORDENADAS: ETRS 1989 HUSO 31

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 525~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for
Materials and Processing

25

25-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

LONGi



21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~+5W
POWER
TOLERANCE

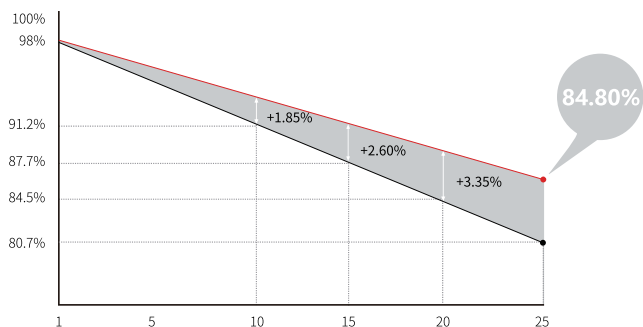
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

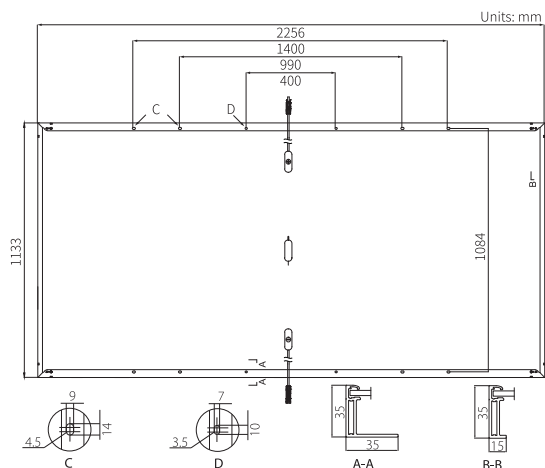
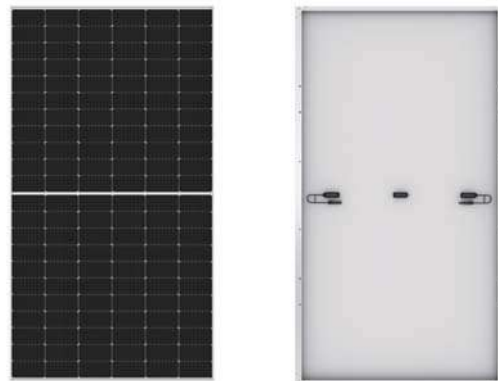
Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



HIGH YIELD

- 9 MPPTs with max. efficiency 98.7%
- Compatible with bifacial module
- Built-in PID recovery function optional



EASY O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis
- Fuse free design with smart string current monitoring



LOW COST

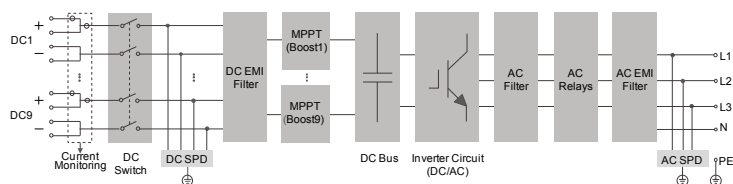
- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Q at night function



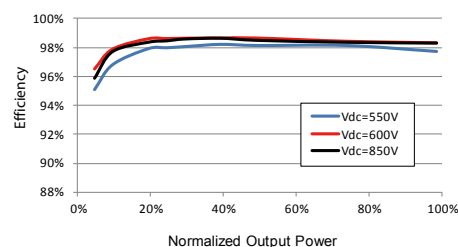
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG110CX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
Output (AC)	
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	98.7 %
Euro. efficiency	98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051*660*362.5 mm
Weight	85 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 240 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control





SMART AND FLEXIBLE

- Support of RS485, Ethernet and WiFi communication
- Support of energy meter, meteo station, sensors and other equipment



CONVENIENT O&M

- Inverter batch parameter settings and firmware updates
- PV-Plant maintenance via remote Web access for optimized OPEX
- Active and reactive power control
- Local monitoring



EASY OPERATION

- Night light for maintenance
- Robust enclosure, easy to install

Type designation	
Communication	
Max. number of devices	30
RS485 interface	3
Ethernet	1 * RJ45, 10 / 100 / 1000 Mbps
Digital input	5, Max. 24 VDC
Analog input	4, support 4 ~ 20 mA or 0~10 VDC
Wireless Communication	
WiFi communication	802.11 b / g / n / ac HT20 / 40 / 80 MHz 2.4GHz / 5GHz
Power Supply	
AC input	100 VAC ~ 300 VAC, 50 / 60 Hz
Power consumption	Typ. 20 W, Max. 30 W
Night light for maintenance	<1 W
Ambient Conditions	
Operating Temperature	30 °C ~ 60 °C
Storage Temperature	-40 °C ~ 80 °C
Relative air humidity	≤95 % (non-condensing)
Elevation	≤4000 m
Protection class	IP66

COM100E

Mechanical parameters	
Dimensions (W * H * D)	460 mm * 315 mm * 126 mm
Weight	6 kg
Mounting type	Wall mounted, outdoor and indoor
Box material	PC
Cable specification	AC cable: outdoor UV protection cable of 1~1.5 mm ² , outside diameter 13~18mm RS485 cable: outdoor UV protection shielded twisted pair (STP) of 0.75~1.5 mm, outside diameter 6~18mm Ethernet: CAT5 cable, outdoor UV protection shielded, outside diameter 6~18mm AI, DI: outdoor UV protection cable of 1~1.5 mm ² , outside diameter 4.5~6mm
Ordering information	
COM100E	The COM100E includes Logger1000B, AC adapter, SPD, Air switch, Night light Support of WiFi wireless communication Apply to Global



Proyecto Técnico realizado por Energía, Innovación y Desarrollo fotovoltaico, S.A.

Domicilio: Polígono Industrial Outeda-Curro nº3, 36692, Barro (Pontevedra)

Correo electrónico: jorge.rivas@edsolar.es

Teléfono de contacto: 986 847 871

Don Jorge Rivas Piñeiro, con D.N.I. 76.867.497-W y colegiado en el Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Industriales de Vigo como colegiado del COITIVIGO Nº 3.989.

Don Jorge Rivas Piñeiro

En Pontevedra, 13 de diciembre de 2021