enerlan solutions

INGENIERÍA
ENERGÍA
MEDIO AMBIENTE
EDIFICACIÓN

ADENDA Nº 2:

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CUBIERTA DEL EDIFICIO DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

20 de Diciembre 2019

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CUBIERTA DEL EDIFICIO DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

CLIENTE: DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD DEL GOBIERNO VASCO

Leioa, 20 de Diciembre de 2019

Í N D I C E

1. MEMORIA 8

1.1 Introducción.....8

1.2 Objeto del proyecto de ejecución. 9

1.3 Emplazamiento. 9

1.3.1 Coordenadas geográficas. 9

1.3.2 Orientación e inclinación. 9

1.3.3 Cubierta. 9

1.3.4 Sombras. 10

1.3.5 Sala de inversores. 13

1.4 Punto de conexión. 14

1.5 Descripción de la instalación 14

1.5.1 Sistema de generación. 14

1.5.2 Estructura de fijación. 17

1.5.3 Inversores. 26

1.5.4 Protecciones 28

1.5.5 Cableado. 29

2. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN FV. 30

2.1 Dimensionamiento de la instalación. 30

2.2 Lastrado de la estructura. 35

2.3 Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo (su 8). 35

3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS. 38

3.1 Secciones. 38

3.1.1 Cableado corriente continua. 38

3.1.2 Cableado en corriente alterna. *44*

3.2 Canalización del cableado de CC. 46

3.3 Canalización del cableado de CA. 54

3.4 Puesta a tierra 55

3.5 Protecciones. 55

4. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE PVSYST. 56

4.1 Introducción de datos en el simulador. 56

4.1.1 Orientación. *56*

4.1.2 Sistema. *57*

4.1.3 Horizonte. *59*

4.1.4 Sombreado cercano: *60*

4.2 Resultados de la simulación. 61

5. PRESUPUESTO 63

5.1 RESUMEN DEL PRESUPUESTO 63

5.2 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL. MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS. 64

6. DOCUMENTACIÓN GRAFICA 70

7. ESTUDIO BÁSICO GENERAL DE SEGURIDAD Y SALUD. 71

7.1 Objeto 71

7.2 Memoria descriptiva 71

7.2.1 Oficios, materiales y equipos implicados. *71*

7.2.2 Fases de ejecución. *72*

7.2.3 Señalización en obra. *72*

7.3 Identificación de los riesgos. 73

7.3.1 Riesgos derivados del montaje de las estructuras. *73*

7.3.2 Riesgos derivados del montaje eléctrico. 74

7.3.3 Riesgo derivado de las obras de fábrica en parámetros interiores. 74

7.3.4 Riesgos derivados de los trabajos en altura. 75

7.3.5 Riesgos derivados de la maquinaria. 75

7.4 Medidas preventivas. 77

7.5 Protecciones individuales y colectivas. 79

7.6 Obligaciones del promotor. 81

7.7 Coordinadores en materia de seguridad y salud. 81

7.8 Señalización. 82

7.8.1 Señales de obligación. 82

7.8.2 Señales de advertencia. 82

8. GESTIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS EN OBRA. 83

9. PLIEGO DE CONDICIONES. 84

9.1 Objeto. 84

9.2 Condiciones generales. 84

9.3 Reconocimiento de las obras. 85

9.4 Medición de la obras 85

9.5 Instalación fotovoltaica. 86

9.5.1 Componentes y materiales 86

9.5.2 Condiciones de ejecución y montaje. 92

9.6 Recepción y pruebas. 95

9.7 Garantías. 97

9.7.1 Ámbitos generales de garantía. 97

9.7.2 Ámbitos generales de garantía. 97

9.7.3 Plazos. 97

Índice de tablas

Tabla 1. Resumen sistema de generación. 14

Tabla 2. Lista y descripción de los componentes del sistema de lastrado 19

Tabla 3. Requisitos de configuración por inversor. 32

Tabla 4. Resumen configuración instalación fotovoltaica. 34

Tabla 5. Coeficiente C_1 35

Tabla 6. Coeficientes 37

Tabla 7. Coeficiente de corrección por temperatura ambiente. Fuente: Prysmian club, UNE HD 60364-5-52 39

Tabla 8. Factor de corrección de corriente admisible por agrupamiento de cables 39

Tabla 9. Tabla de intensidades admisibles, cableado CC. 41

Tabla 10. Tabla de intensidades admisibles, sección inversor-Caja AC. 45

Tabla 11. Tubo flexible reforzado libre de halógenos para cableado hasta extremo del string. ITC-BT-21 47

Tabla 12. Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, canaletas hasta 20 cables. 48

Tabla 13. Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, canaletas hasta 10 cables. 49

Tabla 14. Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, bandeja. .. 50

Tabla 15. Resumen canalizaciones por zonas. 51

Tabla 16 Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, bandeja. ... 54

Tabla 17. Definición de sistema. 57

Tabla 18. Emisiones causadas por el sistema fotovoltaico. 62

Índice de imágenes

Imagen 1. Ubicación cubierta..... 10
Imagen 2. Distancia “d” mínima entre filas. 10
Imagen 3. Obstáculo de edificio. 12
Imagen 4. Sombreado en equinoccio y solsticio. 12
Imagen 5. Perfil de horizonte mediante PVSYST 13
Imagen 6. Ficha técnica módulo fotovoltaico. 16
Imagen 7. Sistema estructura/lastrado Sunballast 35º. 17
Imagen 8. Reparto de cargas en cubierta. 18
Imagen 9. Análisis del viento, para el cálculo del lastrado. 20
Imagen 10. Plano con localización de cada elemento del sistema de lastrado en cubierta. .. 21
Imagen 11. Ubicación de lastre adicional de 50Kg. 22
Imagen 12. Detalles de montaje para sistema Sunballast 35º. 23
Imagen 13. Detalles de montaje de barra de refuerzo para sistema Sunballast 35º. 24
Imagen 14. Detalles de montaje de unión para barra de refuerzo para sistema Sunballast 35º. 25
Imagen 15. Ficha técnica de los inversores. 27
Imagen 16. Ubicación Caja de conexiones con seccionadores. 28
Imagen 17. Set de conectores MC4, macho y hembra. 29
Imagen 18. Ubicación módulos en cubierta. 33
Imagen 19. Distribución de strings en cubierta. 34
Imagen 20. Mapa de densidad de impactos sobre el terreno. 36
Imagen 21. Agrupamiento de cableado CC dentro de canal. 38
Imagen 22. Relación modos de la instalación. UNE HD 60364-5-52 40

Imagen 23. Longitud cableado de cubierta para String 5 42

Imagen 24. Cableado en cubierta. 43

Imagen 25. Relación modos de la instalación. UNE HD 60364-5-52..... 44

Imagen 26. Partes de canalización eléctrica. 52

Imagen 27. Sistema de lastrado para canalización eléctrica. 53

Imagen 28. Introducción orientación e inclinación en PVSYST. 56

Imagen 29. Introducción definición de sistema en PVSYST, inversor1 (25kW). 58

Imagen 30. Introducción definición de sistema en PVSYST, inversor2 (20kW). 59

Imagen 31. Perfil de horizonte PVSYST. 60

Imagen 32. Sombreado cercano PVSYST..... 60

Imagen 33. Resultado de producción (Fuente: PVSYST) 61

Imagen 34. Balance CO_2. 62

Imagen 35. Señalización de obligación 82

Imagen 36. Señalización de advertencia. 82

1. MEMORIA

1.1 INTRODUCCIÓN.

La nueva normativa sobre el AUTOCONSUMO para instalaciones fotovoltaicas desarrollada por la Ley15/2018 de 5 de octubre y el decreto Ley 244/2019 de 8 de abril, significa una modificación sustancial de la regulación del sector, propiciando y favoreciendo la implantación de nuevas instalaciones fotovoltaicas.

Esta nueva normativa se encuadra en el marco de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

En base a ello los consumidores, los productores y la sociedad en su conjunto pueden beneficiarse de las ventajas que acarrean esta actividad en un futuro próximo en términos de:

- Menores necesidades de consumo a través de red y menores usos de las redes generales de transporte y distribución potenciando la generación en origen.
- Mayor independencia energética.
- Menores emisiones de gases de efecto invernadero

Así ocurre también que el autoconsumo, que se realiza como generación distribuida renovable, contempla en la nueva regulación la eliminación del denominado impuesto al sol de tal manera que no se vea grabado con todo tipo de cargos y peajes. Ello implica una reducción de costes que propicia el desarrollo de este tipo de instalaciones.

1.2 OBJETO DEL PROYECTO DE EJECUCIÓN.

El Gobierno Vasco, Departamento de Seguridad, tiene previsto la instalación de módulos fotovoltaicos de generación eléctrica en la Central de la Ertzaintza en Oiartzun, con el fin de auto-consumir en sus propias dependencias la energía eléctrica generada en un régimen de energía distribuida, contribuyendo de esta manera a optimizar los recurso y costes energéticos.

1.3 EMPLAZAMIENTO.

La instalación en el que se proyecta la instalación se encuentra en Oiartzun (Gipuzkoa), concretamente en la Central de la Ertzaintza.

1.3.1 Coordenadas geográficas.

Las coordenadas geográficas de la instalación son:

- LATITUD: 43,30N
- LONGITUD: -1,88°O

1.3.2 Orientación e inclinación.

Los módulos se colocaran apaisados y orientados al sur, manteniendo la orientación del propio edificio.

$$Inclinación\ optima\ anual \approx LATITUD - 10° = 43.31 - 10 = 33.31 \approx 35°$$

Se decide instalarlos con la inclinación óptima para producción anual (35°).

1.3.3 Cubierta.

En la Imagen 1 se puede analizar la ubicación de la cubierta disponible, estando ubicada en la parte norte de la Central Oiartzun. Su superficie aproximada es de unos 850 m^2, siendo la

cubierta totalmente plana y con una superficie de canto rodado, orientado al sur con un Acimut de 12º.



Imagen 1. Ubicación cubierta.

1.3.4 Sombras.

Las sombras podrían causar una perdida en el rendimiento de toda la cadena de módulos. Para minimizar dichas perdidas al máximo se seguirá el criterio del *"Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red"* del IDAE, consiste en disponer de una distancia **"d"** entre modulo y objetivo causante de la sombra.

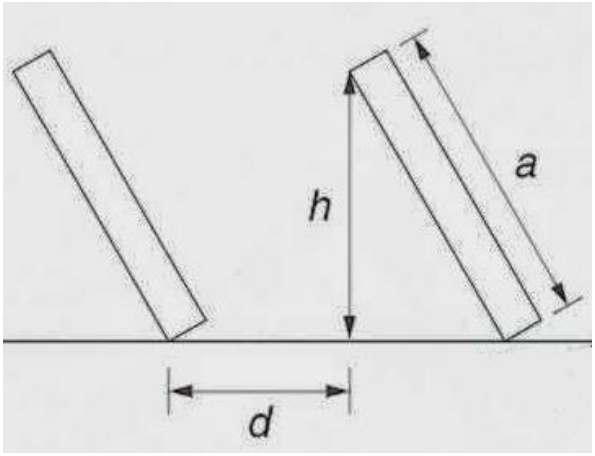


Imagen 2. Distancia "d" mínima entre filas.

Conociendo las dimensiones del módulo, a=996mm y α=35°. Por tanto se calculara la altura **"h"** usando la siguiente regla trigonométrica:

$$Sin\alpha = \frac{h}{a}$$

Por tanto:

$$h = Sin35° \cdot 996 = 571{,}28mm$$

El valor **"d"** se calcula con la siguiente expresión matemática:

$$d = \frac{h}{\tan(61° - latitud)}$$

- d: Distancia que tenemos que dejar entre el objetivo y el modulo.
- h: Altura del objeto que produce sombras (m). En este caso será el módulo propio modulo con una inclinación de 35°.

De esta manera se calculara la distancia mínima **"d"** entre filas de módulos.

$$d = \frac{571{,}28}{\tan(61° - 43)} = 1{,}76m$$

1.3.4.1 Sombreados parciales y de la propia instalación.

En el presente caso, existe un posible obstáculo, un edificio que puede interponerse entre el sol y los módulos fotovoltaicos (ver Imagen 3), dicho edificio se encuentra al sur de la cubierta fotovoltaica. A pesar de que en la Imagen 4 no se aprecia ninguna sombra (en las fechas de equinoccio y solsticio) se simulará el escenario de sombreado para poder calcular posteriormente las pérdidas que causa en la producción fotovoltaica anual.



Imagen 3. Obstáculo de edificio.

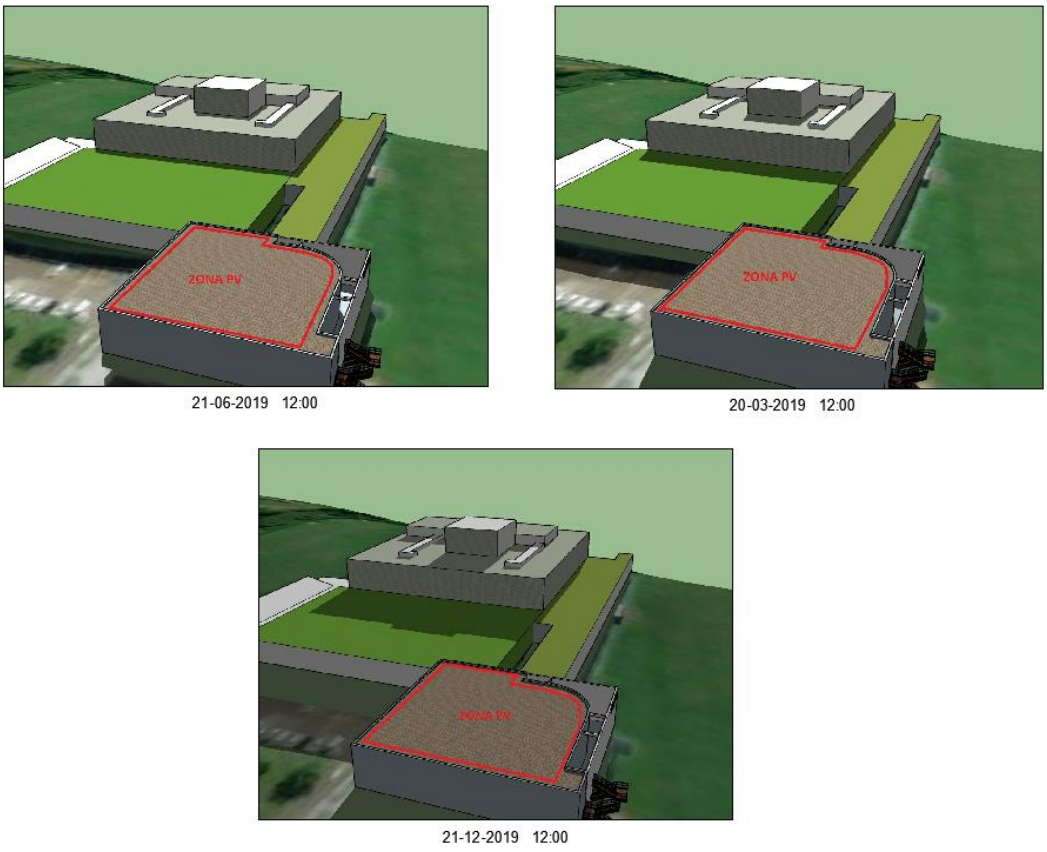


Imagen 4. Sombreado en equinoccio y solsticio.

1.3.4.2 Perfil de horizonte.

Se obtiene el perfil de horizonte mediante una simulación con el software de PVSYST. Se puede destacar su perfil plano, y ausencia de sombras, debido a que el terreno de la zona es muy plana, por lo que se considera un emplazamiento idóneo para una instalación fotovoltaica.

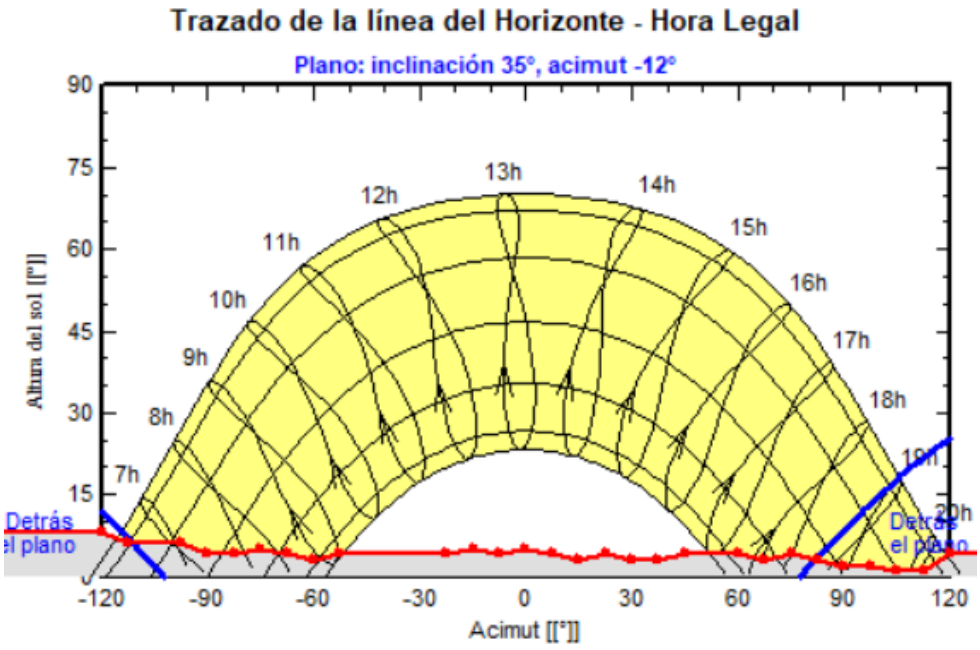


Imagen 5. Perfil de horizonte mediante PVSYST

1.3.5 Sala de inversores.

Los inversores se instalarán en el interior de uno de los edificios de la Comisaría Central (ver Imagen 1).

Para minimizar los gastos y perdidas óhmicas en el cableado de corriente continua, es recomendable instalar los inversores lo más cercano posible a los módulos fotovoltaicos. En este caso se decide instalarlos alejados en una sala, debido a que la ubicación es idónea para su control, operaciones, mantenimiento, por ser un lugar protegido a humedades y vientos, también por solicitud propia del cliente.

1.4 PUNTO DE CONEXIÓN.

El punto de conexión se establecerá de acuerdo a la normativa y reglamento vigente, siendo la conexión del kit de vertido cero aguas abajo del servicio de grupo electrógeno. Se conectará en el reserva que se indica en la documentación gráfica "Punto de conexión", también se realizara la sustitución de los elementos de protección necesarios.

1.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación estará constituida por un generador fotovoltaico, las protecciones de corriente continua, las protecciones de corriente alterna, inversores y todos aquellos elementos de conexión y protecciones que hacen posible el suministro de energía eléctrica en las condiciones técnicas y de seguridad que marca la legislación vigente.

1.5.1 Sistema de generación.

El sistema de generación lo componen aquellos elementos encargados de la transformación de la energía solar en energía eléctrica, incluyendo todos aquellos hasta la conversión de la energía en corriente alterna.

Como se comprueba en el apartado siguiente.

	Inversor 1	**Inversor 2**
Potencia nominal inversor	25	20
Total módulos	72	52
Potencia modulo	400Wp	400Wp
Potencia instalada	28,8kWp	20,8kWp
Potencia total Instalada	**49,6kWp**	

Tabla 1. Resumen sistema de generación.

1.5.1.1 Módulos solares Fotovoltaicos.

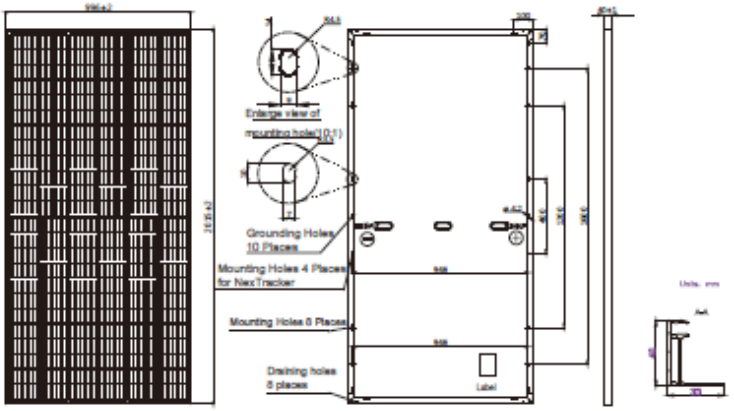
Son los encargados de la transformación de energía solar en eléctrica mediante la utilización de las células fotovoltaicas. Dichas células generan corriente eléctrica continua cuando están expuestas a la luz solar. La tensión de salida de un módulo es en función de la radiación solar y temperatura de las células.

Se adjunta Ficha técnica en la Imagen 6.

JA SOLAR

JAM72S10 390-410/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	22.7kg±3%
Dimensions	2015±2mm×996±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm²
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S10 -390/MR	JAM72S10 -395/MR	JAM72S10 -400/MR	JAM72S10 -405/MR	JAM72S10 -410/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	390	395	400	405	410
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.01	49.30	49.58	49.86	50.12
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.71	41.02	41.33	41.60	41.88
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.23	10.28	10.33	10.39	10.45
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.58	9.63	9.68	9.74	9.79
Module Efficiency [%]	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.044%/℃				
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.272%/℃				
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/℃				
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25℃, AM1.5G				

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.
*For NexTracker installations static loading performance: front load measures 2400Pa, while back load measures 2400Pa.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

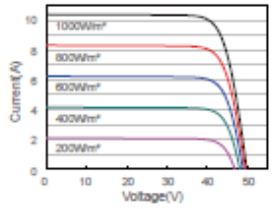
TYPE	JAM72S10 -390/MR	JAM72S10 -395/MR	JAM72S10 -400/MR	JAM72S10 -405/MR	JAM72S10 -410/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	294	298	302	306	310
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	45.90	46.15	46.41	46.66	46.91
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.15	38.40	38.65	38.90	39.16
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.15	8.20	8.25	8.31	8.36
Max Power Current(Imp) [A]	7.71	7.76	7.81	7.87	7.92
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20℃, wind speed 1m/s, AM1.5G				

OPERATING CONDITIONS

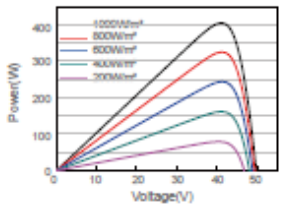
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Operating Temperature	-40℃~+85℃
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa
Maximum Static Load,Back*	2400Pa
NOCT	45±2℃
Application Class	Class A

CHARACTERISTICS

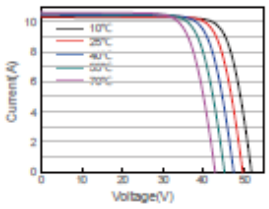
Current-Voltage Curve JAM72S10-405/MR



Power-Voltage Curve JAM72S10-405/MR



Current-Voltage Curve JAM72S10-405/MR



Premium Cells, Premium Modules Version No. : Global_EN_20190703A

Imagen 6. Ficha técnica módulo fotovoltaico.

1.5.2 Estructura de fijación.

Como anteriormente se ha menciona, la cubierta dispone de unos 850m^2 aproximados de superficie, con un canto rodado, sobre la que se instalará la instalación fotovoltaica de 49,6kWp.

Después de analizar la cubierta se decide por un sistema de lastrado en la cubierta. Con este sistema facilitaríamos la instalación de la estructura, debido a que se evitaría el uso de anclajes u otros medios que implicarían realizar fijaciones mecánicas en la cubierta.

Se escoge un sistema sencillo (marca Sunballast o similar, ver Imagen 7), donde los módulos irían directamente enganchados al lastre, por lo que el lastre también haría la función de estructura.

El sistema fotovoltaico se ha dimensionado para una inclinación óptima de 35º, por lo que la estructura deberá estar diseñada para que los módulos adopten dicha inclinación.

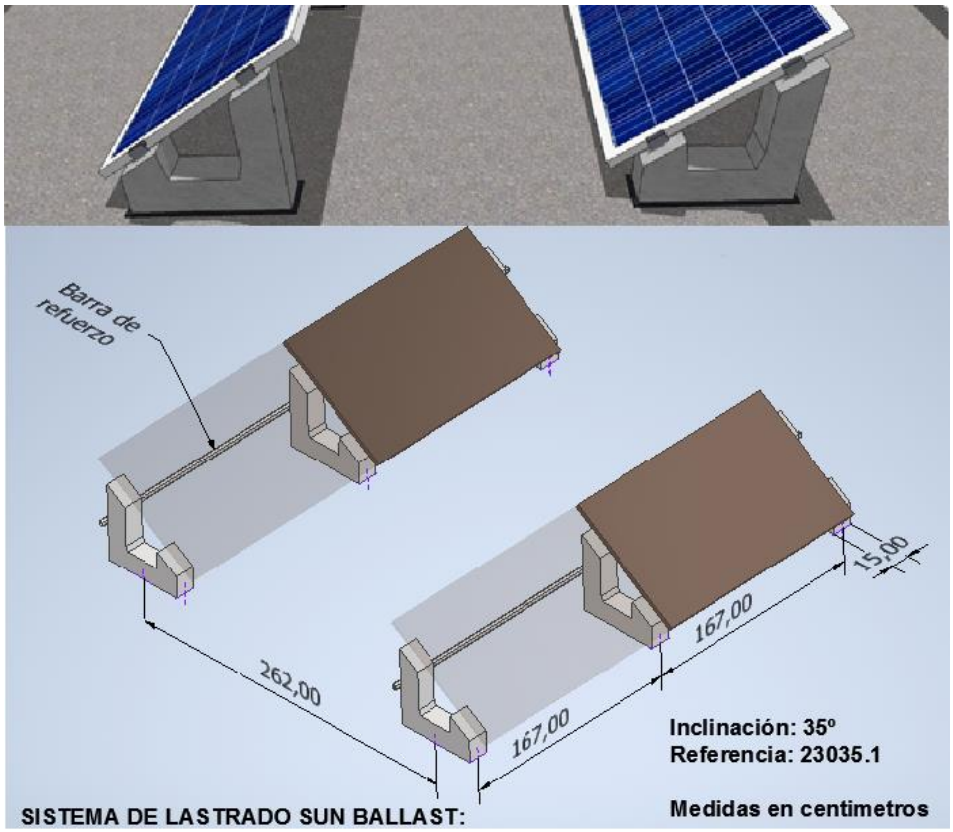


Imagen 7. Sistema estructura/lastrado Sunballast 35º.

Dichos lastres, tienen una masa por unidad de 60Kg, además, tras realizar un estudio de resistencias al viento por parte del fabricante de la estructura lastrada (Imagen 9), se opta por implementar un lastrado suplementario de 50kg.

Se analiza su carga en la cubierta (Ver Documentación Gráfica plano "Plano de cargas"), con un resultado que sobrecarga la cubierta 25,37 kg/m^2 (teniendo en cuenta las masas del módulo fotovoltaico y la estructura/lastrado).

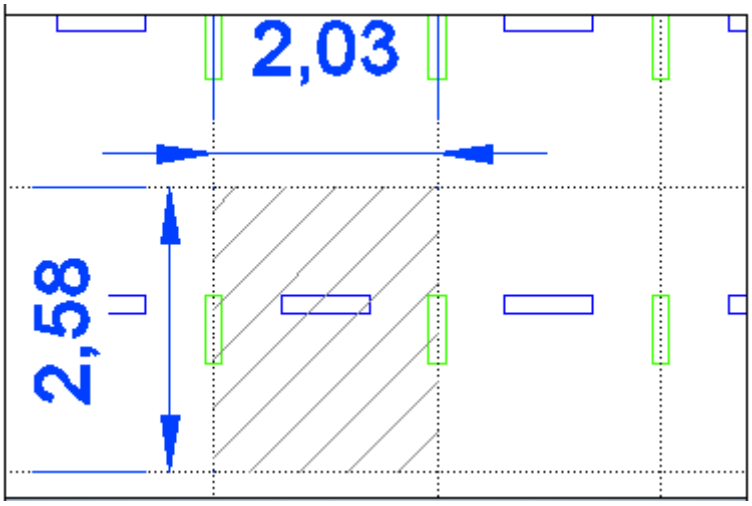


Imagen 8. Reparto de cargas en cubierta.

Se adjuntan detalles de montaje, características y estudio del viento.

LISTA Y DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES:

CODIGO	PRODUCTO	Q.TA'
23035.1	LASTRE 35° INSTALACIÓN HORIZ.	134
K23940I	JUEGO DE GRAPA TERMINAL DE ALUMINIO H40, PERNO INOX, ARANDELA DE BLOQUEO	40
K23900I	JUEGO DE GRAPA CENTRAL DE ALUMINIO, PERNO INOX, ARANDELA DE BLOQUEO	228
K23100	FUNDA POLIETILENO 15X70	134
23803	BARRA DE REFUERZO 25X25 GALVANIZADA 3 MT	80
23802	BARRA DE REFUERZO 25X25 GALVANIZADA 2 MT	4
23810	JUNTO POR BARRA DE REFUERZO	64
23810/P	JUNTO MODULABILE EN LARGO	10
23050	PESOS ADICIONALES 50 KG POR FIJACIÓN SOBRE LA BARRA DE REFUERZO POST	124
K23120	FUNDA POLIETILENO 20X80	124
23811	COLLAR POSTERIOR POR FIJADO BARRA SOBRE REVERSO LASTRA	258

Tabla 2. Lista y descripción de los componentes del sistema de lastrado

LOCALIDAD: OYARZUN - España			
PARÁMETROS UTILIZADOS POR EL CÁLCULO DE LA ACCIÓN DEL VIENTO			
$V_{b,0}$	29	m/s	velocidad de referencia al nivel del mar
C_a	1		coeficiente de altitud
V_b	29	m/s	velocidad de referencia
$T_{r,0}$	50	ans	periodo de vuelta de referencia
c_r	1.00073		coeficiente de vuelta
V_r	29.02117	m/s	velocidad de referencia de proyecto
c_t	1		coeficiente de topografía x zonas llanas
K_r	0.22		
z_0	0.30	m	
z	8.00	m	altura do edifício
C_e	1.63421197317649000000		coeficiente de exposição
	1.63		
C_p	0.7		COEFICIENTE DE PRESIÓN: 1,2 ZONAS PRINCIPALMENTE INVERTIDAS POR EL VIENTO; 0,7 ZONAS más REPARADAS DEL VIENTO
ρ	1.25	Kg/m^3	
q_b	52.64	Kg/m^2	presión cinética de referencia
q_p	60.06	Kg/m^2	presión cinética

Category of the ground	k_r	z_0[m]	zmin [m]	ε
Open sea, lakes with least 5 km of extension above-wind and country without obstacles	0,17	0,01	2	0,13
Farmland with enclosures, small isolated farms, house or trees	0,19	0,05	4	0,26
Suburban or industrial areas or permanent forest	0,22	0,3	8	0,37
Urban area in which at least 15% of the surface is covered by buildings whose average height exceeds 15m	0,24	1	16	0,46



Imagen 9. Análisis del viento, para el cálculo del lastrado.



Imagen 10. Plano con localización de cada elemento del sistema de lastrado en cubierta.

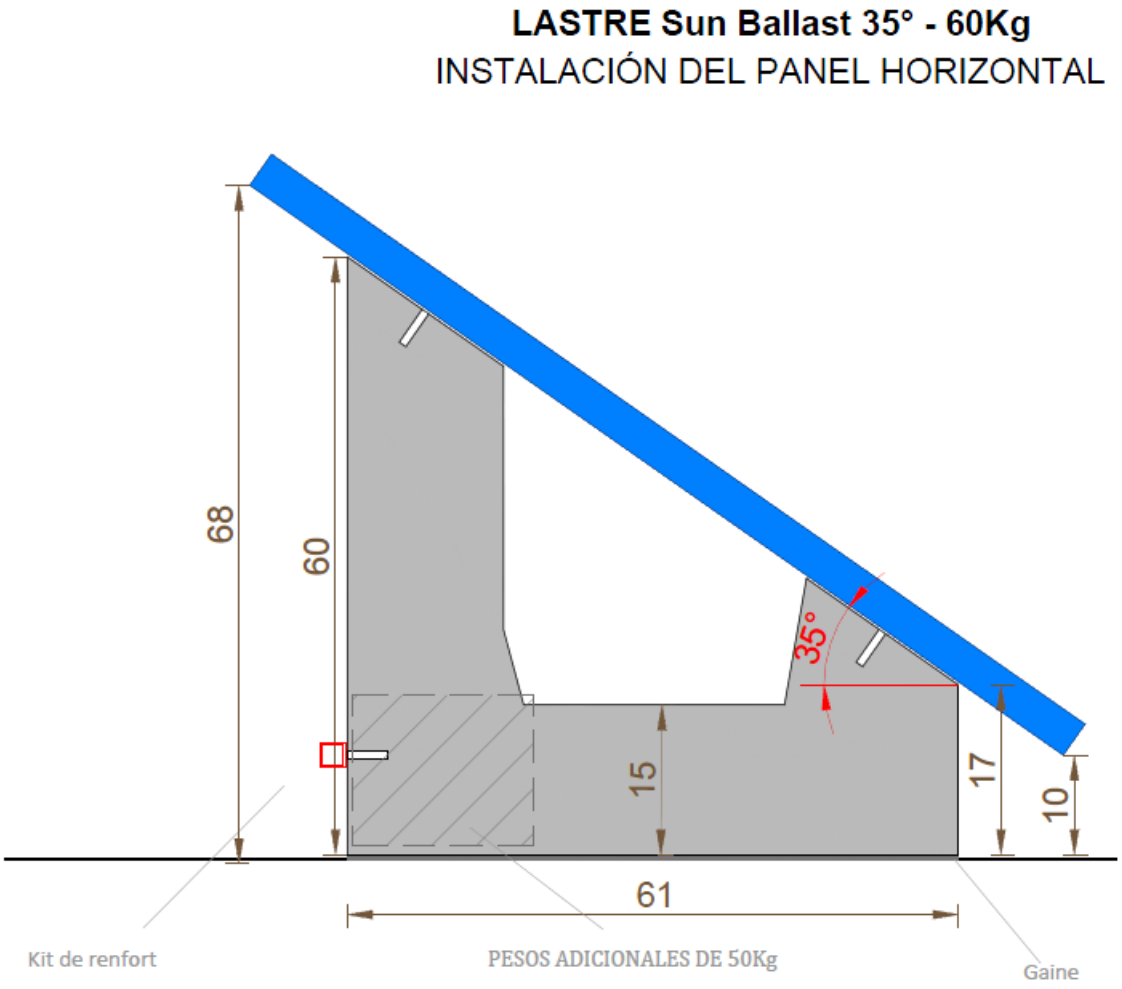


Imagen 11. Ubicación de lastre adicional de 50Kg.

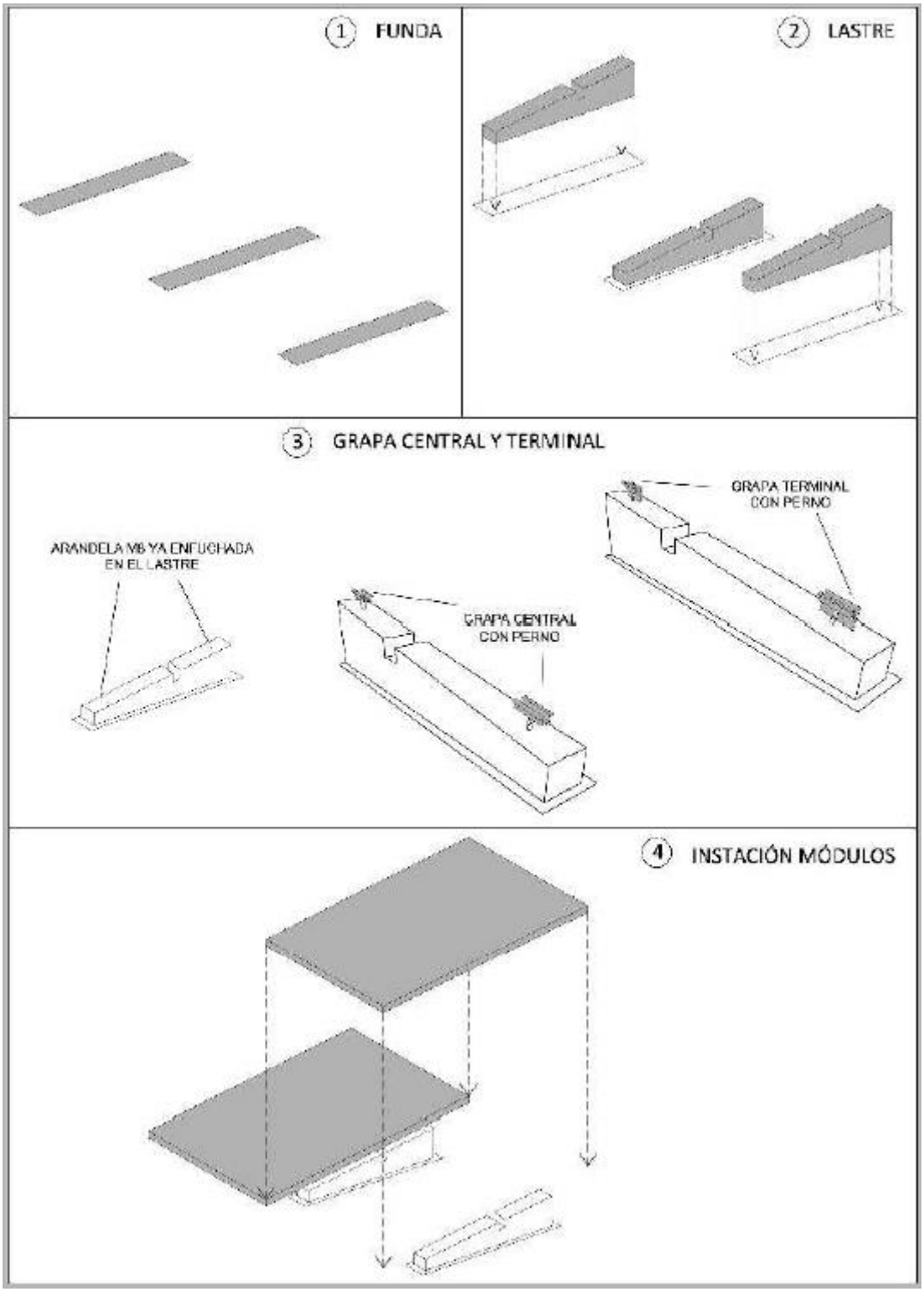


Imagen 12. Detalles de montaje para sistema Sunballast 35º.

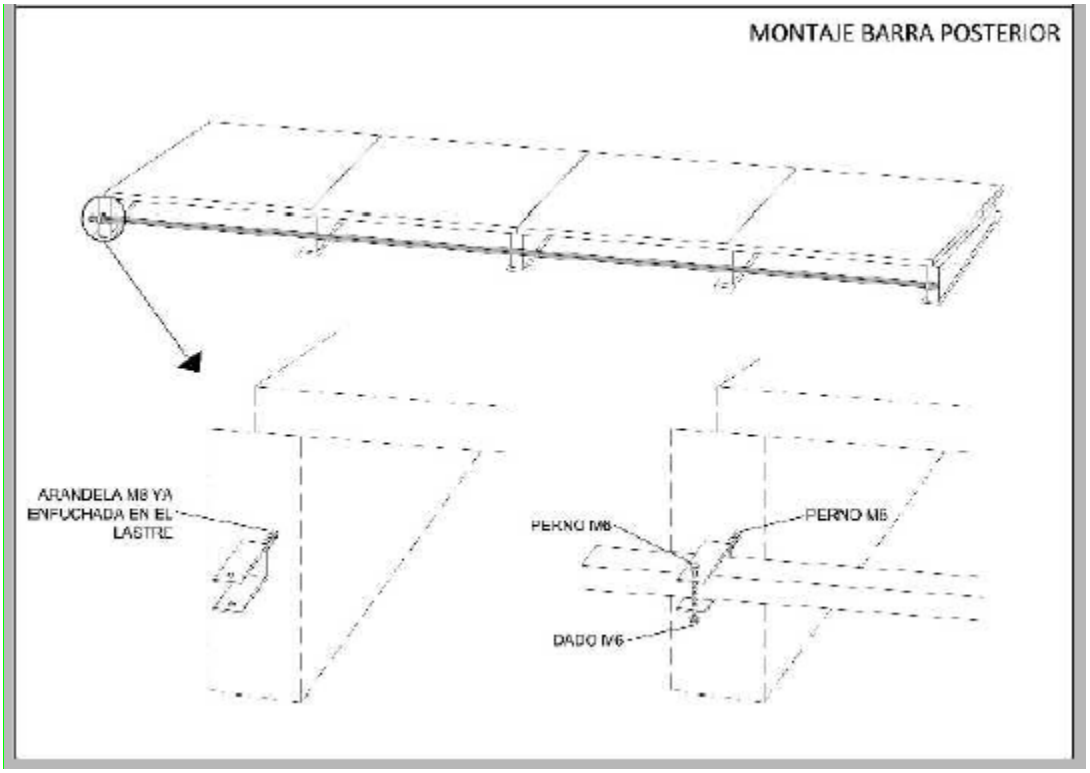


Imagen 13. Detalles de montaje de barra de refuerzo para sistema Sunballast 35º.

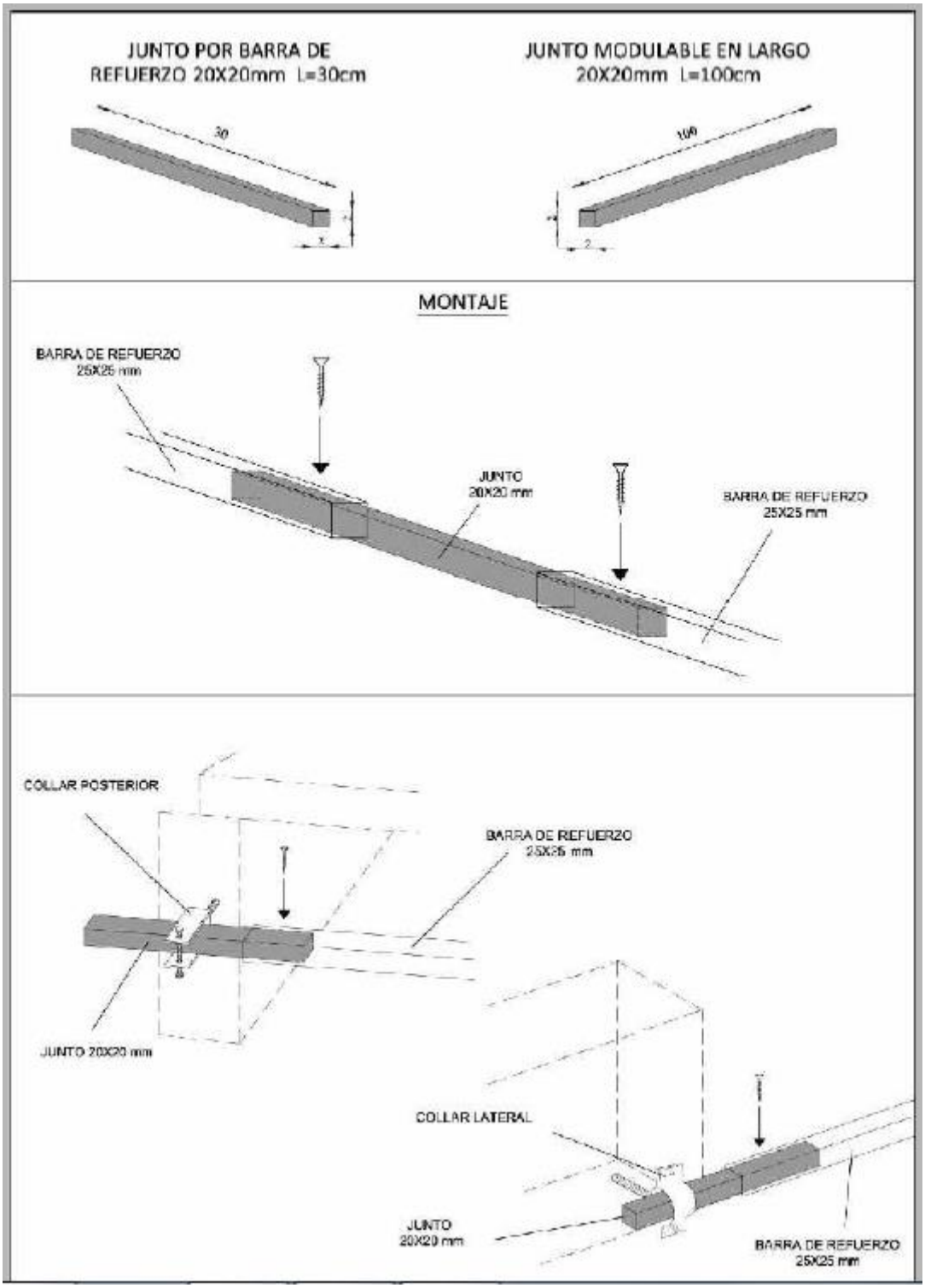


Imagen 14. Detalles de montaje de unión para barra de refuerzo para sistema Sunballast 35º.

1.5.3 Inversores.

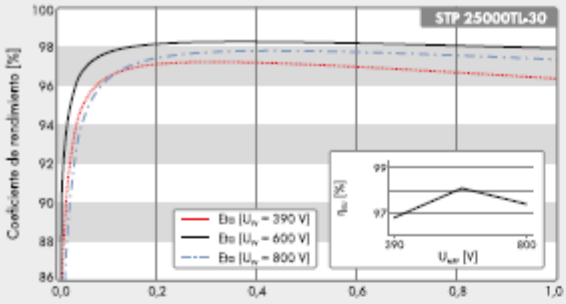
El inversor es un dispositivo que colecta la energía producida por los módulos solares y la transforma para su consumo en corriente alterna.

Incorpora la transformación CC/CA así como la electrónica de control y de protección adecuada para permitir un funcionamiento óptimo y seguro de la instalación.

Los inversores seleccionados son el modelo SUNNY TRIPOWER 25000TL y el 20000TL del fabricante SMA (o similares). Estos inversores se caracterizan por ser tecnológicamente avanzados y cumplir con los requerimientos técnicos y de seguridad necesarios para su interconexión a la red de baja tensión, así como las directivas comunitarias sobre seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

En la siguiente imagen se adjunta la ficha técnica:

Curva de rendimiento



Accesorios



● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizado: octubre de 2017

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA	180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD	≤ 3%	
Fases de inyección/conexión	3/3	
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●	
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○	
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / –	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
Datos generales		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)	
Peso	61 kg (134,48 lb)	
Rango de temperatura de servicio	–25 °C a +60 °C (–13 °F a +140 °F)	
Emisión sonora, típica	51 dB(A)	
Autoconsumo nocturno	1 W	
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	
Equipamiento / función / accesorios		
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte	
Pantalla	○	
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○	
OptiTrac Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AMRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438		
Modelo comercial	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Imagen 15. Ficha técnica de los inversores.

1.5.4 Protecciones

Se dispone de las siguientes protecciones en la instalación fotovoltaica:

- Protecciones en corriente continua.
- Protecciones en corriente alterna.

1.5.4.1 Protecciones en CC.

En la sala de los inversores, junto a los propios inversores se instalará una caja de protecciones para el circuito de corriente continua (Ver esquema unifilar).

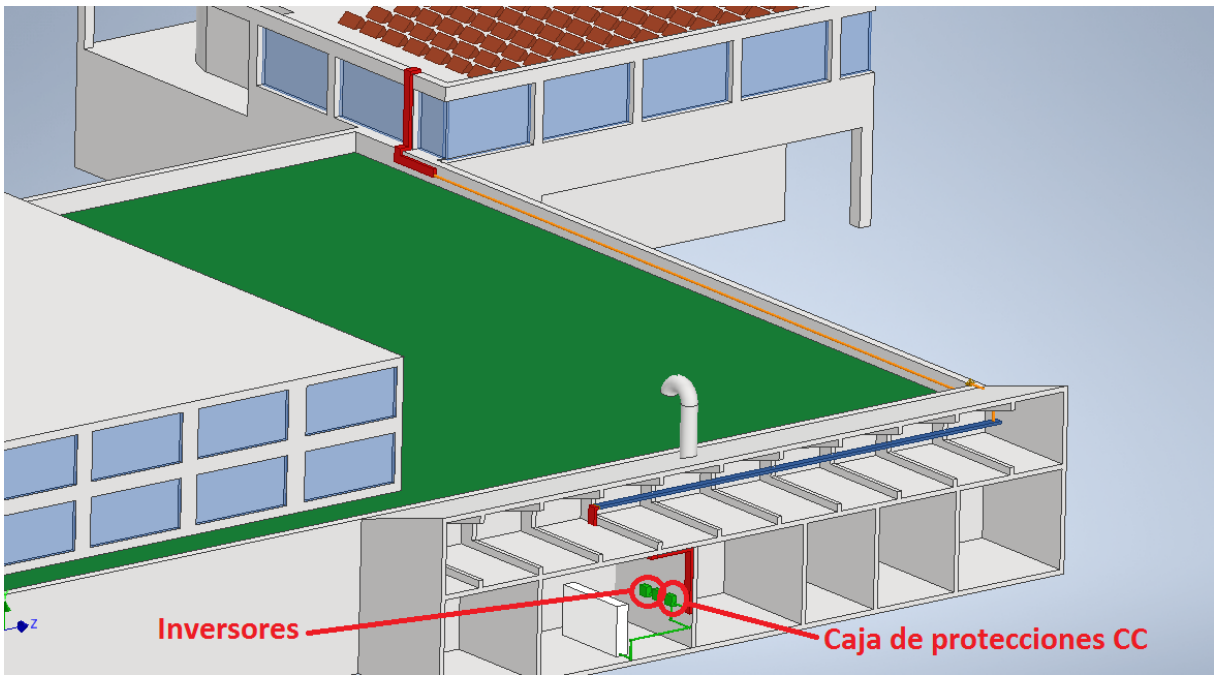


Imagen 16. Ubicación Caja de conexiones con seccionadores.

1.5.5 Cableado.

1.5.5.1 Cableado corriente continua.

Como se ha mencionado anteriormente, el sistema a instalar se compone de 10 string en total, por lo que se deberán llevar hasta el inversor 20 cables (10x2), estos cables se transportaran desde cubierta (ver Imagen 16) hasta el inversor mediante canalización eléctrica (este punto se detallará a continuación en el apartado 3.2 Canalización del cableado de CC.) con una longitud total de 110m, las longitudes del cable y secciones se han calculado detalladamente en el apartado "3 Cálculos eléctricos.

Secciones.

En la cubierta el conexionado entre módulos se hará mediante el conector MC 4.



Imagen 17. Set de conectores MC4, macho y hembra.

Entre los módulos adyacentes, la conexión será directa mediante el cable. En cambio la conexión entre los módulos que no sean adyacentes o cercanos, el cable se introducirá en canaleta eléctrica o bandeja para su protección.

2. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN FV.

2.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Para poder dimensionar el sistema, previamente se ha analizado la cubierta donde se instalarán los módulos, ubicando en plano un total de 124 paneles fotovoltaicos, por lo que nuestra potencia pico instalada es de 49,6kWp, cumpliendo los requisitos de los 50kWp aproximados exigidos por el cliente. Se recomienda la instalación de dos inversores, debido a que interesa una instalación sencilla pero a su vez que tenga una fiabilidad suficiente de producción de energía.

Los elementos principales seleccionados para la instalación son los siguientes:

- Modulo fotovoltaico:
  - Fabricante: JA Solar
  - Modelo: JAM72S10 400/MR
- Inversor fotovoltaico:
  - Fabricante: SMA
  - Modelo: SUNNY TRIPOWER 25000TL y 20000TL

$$P_{total\ instalada} = 124 \cdot 400W_p = 49{,}6kW_{pico}$$

$$P_{total\ instalada} = P_{total\ instalada\ inversor\ 1} + P_{total\ instalada\ inversor\ 2}$$
$$= 72 \cdot 400kWp + 52 \cdot 400kWp = 49{,}6kWp$$

La cantidad de strings y módulos en paralelo se definen de la siguiente manera:

Para obtener el máximo de módulos en serie a instalar, se divide la potencia máxima de entrada al inversor con la tensión máxima que pueda generar cada módulo fotovoltaico, dicho valor es la tensión de circuito abierto a temperatura de -10ºC.

$$V_{mod_{oc}}(G_{stc}, -10℃) = V_{oc\,stc} \cdot \left[1 + \frac{\beta}{100} \cdot (T - 25℃)\right]$$

$$= 49{,}58 \cdot \left[1 + \frac{-0{,}272}{100} \cdot (-10 - 25℃)\right] = 54{,}3V$$

$$Modulos\ en\ serie\ maximo\ inversor1 = \frac{V_{DC_\max_inversor}}{V_{mod_{oc}}(G_{stc}, -10℃)} = \frac{1000V}{54{,}3V} = 18{,}4\ módulos$$

$$Modulos\ en\ serie\ maximo\ inversor2 = \frac{V_{DC_\max_inversor}}{V_{mod_{oc}}(G_{stc}, -10℃)} = \frac{1000V}{54{,}3V} = 18{,}4\ módulos$$

Se calculan la cantidad mínima de módulos en serie, esta cantidad dependerá del rango de tensión en el que el inversor pueda realizar el seguimiento de máxima potencia del string, dividiendo la tensión mínima del inversor en MPPT entre la tensión de cada módulo en el punto de máxima potencia a temperatura de 70ºC.

$$V_{mod_{mpp}}(G_{stc}, 70℃) = V_{mpp\,stc} \cdot \left[1 + \frac{\beta}{100} \cdot (T - 25℃)\right]$$

$$= 41{,}33 \cdot \left[1 + \frac{-0{,}272}{100} \cdot (70 - 25℃)\right] = 36{,}27V$$

$$Modulos\ en\ serie\ minimos\ inversor1 = \frac{V_{mpp_\min_inversor}}{V_{mod_{mpp}}(G_{stc}, 70℃)} = \frac{390V}{36{,}27V}$$

$$= 10{,}75\ módulos$$

$$Modulos\ en\ serie\ minimos\ inversor2 = \frac{V_{mpp_\min_inversor}}{V_{mod_{mpp}}(G_{stc}, 70℃)} = \frac{320V}{36{,}27V} = 8{,}8\ módulos$$

Por último se realiza el cálculo del máximo de módulos en paralelo o lo que es lo mismo, la cantidad máxima de strings. Como la intensidad total de la entrada al inversor será la suma

de intensidad de cada string, se dividirá la corriente máxima admisible de entrada del inversor con la corriente máxima del módulo, o lo que es lo mismo, la corriente del módulo en corto circuito a 70ºC.

$$I_{mod_{sc}}(G_{stc}, 70℃) = I_{sc\,stc} \cdot \left[1 + \frac{\alpha}{100} \cdot (T - 25℃)\right] = 10{,}33 \cdot \left[1 + \frac{0{,}044}{100} \cdot (70 - 25℃)\right]$$
$$= 10{,}12A$$

$$Cantidad\ de\ Strings\ inversor1 \leq \frac{I_{DC_\max_inversor}}{I_{mod_{sc}}(G_{stc}, 70℃)} = \frac{33 \cdot 2}{10{,}12} = 6{,}5\ strings$$

$$Cantidad\ de\ Strings\ inversor2 \leq \frac{I_{DC_\max_inversor}}{I_{mod_{sc}}(G_{stc}, 70℃)} = \frac{33 \cdot 2}{10{,}12} = 6{,}5\ strings$$

El inversor seleccionado, solo cuenta con seis entradas para string (3 strings por MPPT), por lo que la cantidad máxima de strings por inversor será de seis.

Por lo tanto las posibilidades de configuración de la instalación deben de cumplir los requisitos anteriormente calculados (se pueden observar en Tabla 3).

		Inversor1 (25kW)	**Inversor2 (20kW)**
Módulos en serie por string	**Máximo**	18	18
	Mínimo	11	9
Cantidad máxima de strings		6	6

Tabla 3. Requisitos de configuración por inversor.



Imagen 18. Ubicación módulos en cubierta.

Analizando la distribución de módulos en cubierta, se decide optar por coincidir las filas de módulos en cubierta por strings (ver Imagen 19), por lo que se facilitaría la instalación de cableado, minimizando lo máximo posible sus longitudes, y por tanto los costes de instalación, así como las pérdidas óhmicas producidas por el cableado.

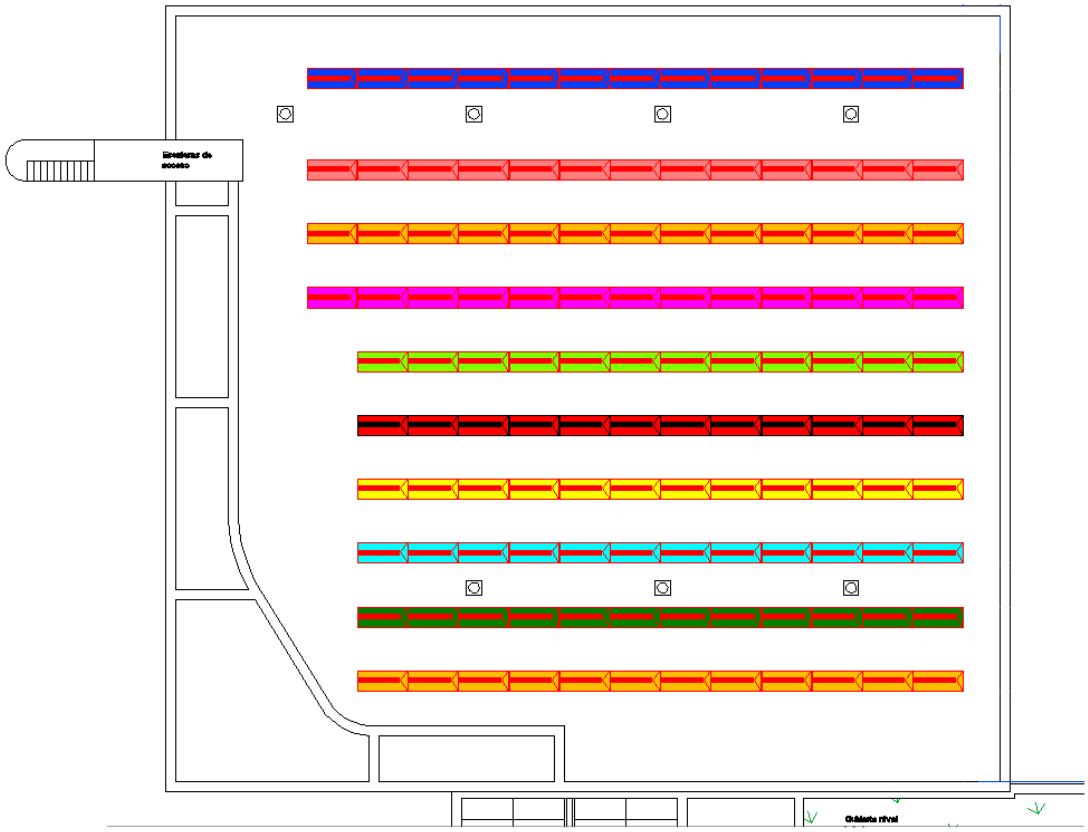


Imagen 19. Distribución de strings en cubierta.

	Inversor 1	Inversor 2
Potencia nominal inversor	25	20
Total módulos	72	52
Potencia modulo	400Wp	400Wp
Módulos por string	12	13
Cantidad de strings	6	4
Potencia instalada	28,8kWp	20,8kWp
Potencia total Instalada	**49,6kWp**	

Tabla 4. Resumen configuración instalación fotovoltaica.

2.2 LASTRADO DE LA ESTRUCTURA.

La estructura fotovoltaica, constará de una fijación mediante lastrado. Para el cálculo de dicho lastrado habrá que analizar la incidencia del viento en los módulos fotovoltaicos.

El fabricante de las estructura de lastrado, garantiza los cálculos necesarios, para el adecuado lastrado del sistema.

2.3 SEGURIDAD FRENTE AL RIESGO CAUSADO POR LA ACCIÓN DEL RAYO (SU 8).

- Sera necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo cuando la frecuencia esperada de impactos N_e sea mayor que el riesgo admisible N_A.
- Los edificios en los que se manipulen sustancias toxicas, radioactivas, altamente inflamables o explosivas y los edificios cuya altura sea superior a 43m dispondrán siempre de sistema de protección contra el rayo de eficiencia E superior o igual a 0,98, según lo indicado en el apartado 2.
- La frecuencia esperada de impactos, N_e, puede determinarse mediante la expresión: $N_e=N_gA_eC_110^{-6}$ (número de impactos/año).

Siendo:

- N_g densidad de impactos sobre terreno (número de impactos/año, km^2), obtenido de la Imagen 20.
- A_e Superficie de captura equivalente del edificio aislado en m^2, que es la delimitada por una línea trazada en distancia 3h de cada uno de los perímetros del edificio, siendo H la altura del edificio en el punto del perímetro considerado.
- C_1 coeficiente relacionado con el entorno, según

Situación del edificio	C_1
Próximo a otros edificios o árboles de la misma altura o más altos	0,5
Rodeado de edificios más bajos	0,75
Aislado	1
Aislado sobre una colina o promontorio	2

Tabla 5. Coeficiente C_1

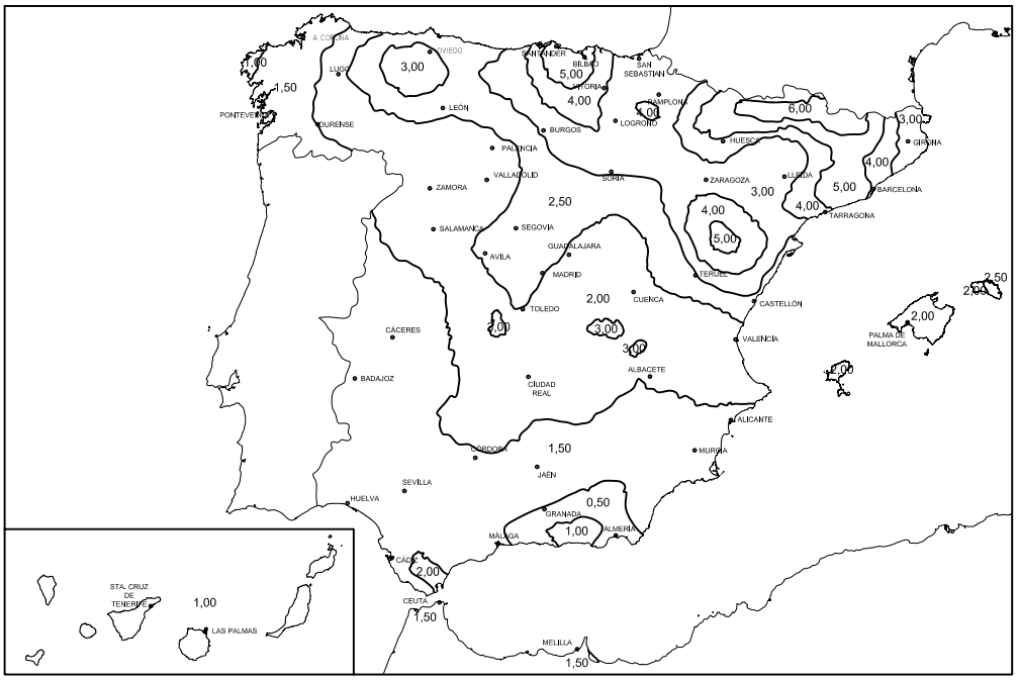


Imagen 20. Mapa de densidad de impactos sobre el terreno.

El riesgo admisible N_a, puede determinarse mediante la expresión:

$$N_a = \frac{5{,}5}{C_2 C_3 C_4 C_5} 10^{-3}$$

Siendo:

- C_2 Coeficiente función del tipo de construcción.
- C_3 Coeficiente en función del contenido del edificio.
- C_4 Coeficiente en función del uso del edificio.
- C_5 Coeficiente en función de la necesidad de continuidad de las actividades que se desarrollan en el edificio.

Coeficiente C_2			
	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón	Cubierta de madera
Estructura metálica	0,5	1	2
Estructura de hormigón	1	1	2,5
Estructura de madera	2	2,5	3

Coeficiente C_3	
Edificio con contenido inflamable	3
Otros contenidos	1

Coeficiente C_4	
Edificios no ocupados normalmente	0,5
Usos Pública Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente	3
Resto de edificios	1

Coeficiente C_5	
Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave	5
Resto de edificios	1

Tabla 6. Coeficientes

Por lo tanto:

$$N_a = \frac{5{,}5}{1 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 5} = 0{,}366$$

$$N_e = 5 \cdot 7482 \cdot 0{,}75 \cdot 10^{-6} = 0{,}028$$

Como N_a es mayor a N_e no hace falta incorporar ningún sistema adicional para el riesgo causado por la acción del rayo.

3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

3.1 SECCIONES.

El cableado de la instalación FV se dividirá en dos partes:

- Cableado en CC: Corresponde al cableado desde los módulos hasta el inversor.
- Cableado en CA, desde inversor hasta punto de conexión.

3.1.1 Cableado corriente continua.

Se instalará cable fotovoltaico PRYSUN H1Z2Z2-K (E_{ca}) o similar.

El cableado dentro de la la canalización se agruparan según sus fases (Imagen 21).

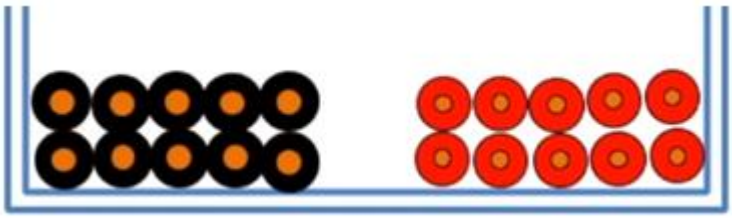


Imagen 21. Agrupamiento de cableado CC dentro de canal.

Para el cálculo de las secciones se tomaran en cuenta las siguientes características:

- Potencia nominal del módulo: 400W
- V_{mpp}: 41,33V
- I_{mpp}: 9,68A
- $I_{SC\ STC}$: 10,33A
- Longitud de cableado desde inversor1 (25kW) hasta el módulo más alejado: 43,45m+110m (distancia desde cubierta hasta inversor)=153,45m.
- Longitud de cableado desde inversor2 (20kW) hasta el módulo más alejado: 56,94m+110m (distancia desde cubierta hasta inversor)=166,94m.

3.1.1.1 Criterio de intensidad admisible en CC.

Para el cálculo de intensidades admisibles, se aplicara para el caso de la canalización en cubierta, por ser este el más desfavorable.

Se aplicaran los siguientes factores de corrección:

- Por acción solar directa (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4): 0,9
- Por temperatura de 50ºC en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de cables: 0,45
- Por instalación generadora fotovoltaica (IEC62548): 1,4

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ_a) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

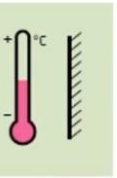


Tabla 7. Coeficiente de corrección por temperatura ambiente. Fuente: Prysmian club, UNE HD 60364-5-52

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	[illegible]	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 8. Factor de corrección de corriente admisible por agrupamiento de cables

Por lo tanto:

$$I_{adm} = \frac{10{,}33 \cdot 1{,}4}{0{,}9 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}45} = 39{,}67A$$

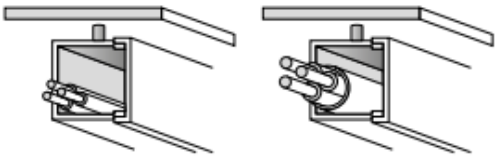
ELEMENTO	MÉTODOS DE INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIPO
10 11		Conductores aislados en canal protectora suspendida. Cable multiconductor en canal protectora suspendida.	B1 B2

Imagen 22. Relación modos de la instalación. UNE HD 60364-5-52

Se opta por la opción B1 de Imagen 22 se escoge el valor superior más cercano de la Tabla 9 en cable XLPE2 (cable termoestable), siendo este 49A, con un resultado de **6mm^2.**

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																	
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)									
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)											
B1																XLPE2 (90 °C)			
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)							
C							PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			PVC2 (90 °C)		
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E									PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)	
F											PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)
	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
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	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	28	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713
Aluminio	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	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					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
	185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
	240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482
	300					285		313		331		366		400		429	462	494	558

NOTAS: con fondo naranja figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios). Los valores con fondo azul no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE-HD 60364-5-52 Los valores con fondo amarillo no figuran en la tabla original y no es posible calcularlos con la UNE-HD 60364-5-52, por lo que se ha recurrido al método de cálculo de la última versión internacional de la norma IEC 60364-5-52, que curiosamente no ha eliminado el método de cálculo como se ha hecho en la versión UNE-HD.

Tabla 9. Tabla de intensidades admisibles, cableado CC.

3.1.1.2 Criterio de caída de en CC.

$$\Delta U_{CC} = \frac{2 \cdot L_{CC} \cdot I_{MPP}}{C \cdot S_{CC}}$$

$$\Delta U_{CC} = \frac{1{,}5}{100} \cdot V_{MPP_String}$$

Dónde:

- S=Sección del cable en mm
- L_{CC}=Longitud del cable (tramo)
- I_{MPP}=Intensidad en máxima potencia del módulo.
- ΔU_{CC}=Caída de tensión permitida. (1,5%)
- V_{MPP_String}=Tensión del string en punto de máxima potencia.
- C=Conductividad del cobre o aluminio.
    - Se aplicara la conductividad del cobre: 45,5m/Ω·mm^2



Imagen 23. Longitud cableado de cubierta para String 5

Para el cálculo de la caída de tensión en el cableado se realizarán dos cálculos (un cálculo por cada string más desfavorable de cada inversor), es decir los strings con el cableado más largo. (Imagen 23):

- String1 (azul): String más alejado del inversor2.
    - Longitud de cableado en cubierta hasta el módulo más alejado: 56,94m.
    - Longitud de cableado desde cubierta hasta inversor2: 110m.
    - Longitud total: 56,94+110=166,94m
- String5 (verde): String más alejado del inversor2.
    - Longitud de cableado en cubierta hasta el módulo más alejado: 43,44m.
    - Longitud de cableado desde cubierta hasta inversor2: 110m.
    - Longitud total: 43,44+110=153,44m

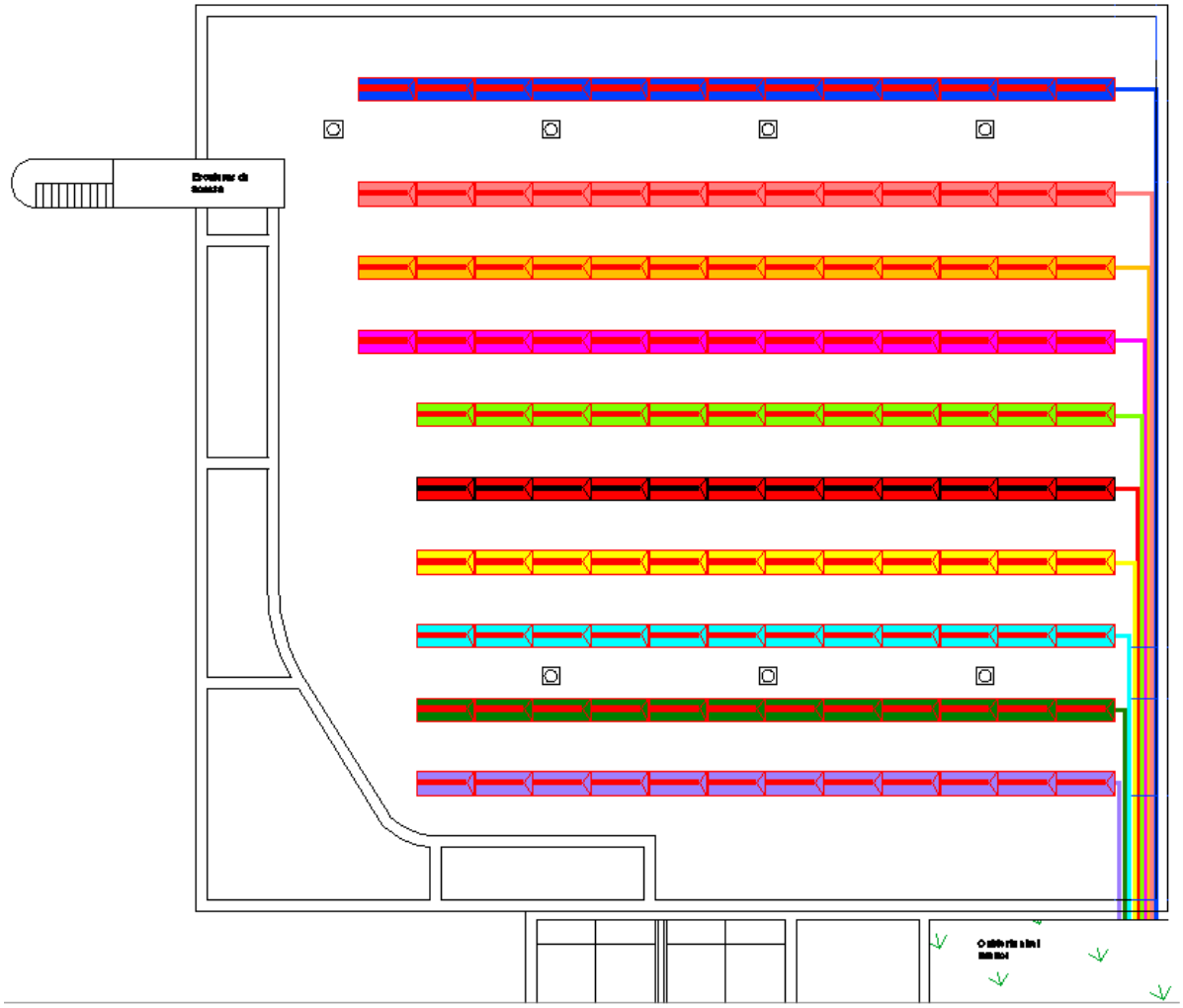


Imagen 24. Cableado en cubierta.

$$\Delta U_{CC_{string1}}(1{,}5\%) = \frac{1{,}5}{100} \cdot 41{,}33 \cdot 13 = 8{,}06V$$

$$S_{CC_{String1}} = \frac{2 \cdot 166{,}94 \cdot 9{,}68}{45{,}5 \cdot 8{,}06} = 8{,}81mm^2 \rightarrow 10mm^2$$

$$\Delta U_{CC_{strings}}(1{,}5\%) = \frac{1{,}5}{100} \cdot 41{,}33 \cdot 12 = 7.44V$$

$$S_{CC_{Strings}} = \frac{2 \cdot 153{,}44 \cdot 9{,}68}{45{,}5 \cdot 7{,}44} = 8{,}77mm^2$$

Por lo tanto, siendo el criterio de caída de tensión el más restrictivo, se aplicará la sección de **10mm²** para el cableado de CC.

3.1.2 Cableado en corriente alterna.

Se instalará cable unipolar (3f+N) Afumex Class 1000V (AS) o similar de alta seguridad (clase C_{ca}-s1b,d1,a1) instalado en canal protectora fijada a la pared. En caso de que el instalador decida instalar cable multipolar (será necesaria una sección mayor), se realizarán los cálculos pertinentes de sección para el tipo de conductor seleccionado así como la parte de protecciones.

Para el cálculo de las secciones se tomaran en cuenta las siguientes características:

- Tensión salida inversor
- Corriente máxima de salida de inversor:
  - Inversor1: 36,2A.
  - Inversor2: 29A
- Corriente asignada de salida de inversor:
  - Inversor1: 36,2A.
  - Inversor2: 29A
  - Inversor1+Inversor2=36,2A+29A=65,2A; (<1,25x65,2A=81,5A), se aplica factor de 1,25 por ITC-BT-40.
- Longitud desde inversor punto de conexión: 8m.

3.1.2.1 Criterio de intensidad admisible en CA.

Como anteriormente se ha mencionado, el cableado se instalara en canal protectora fijada a la pared por lo que se escoge la opción B1 de la Imagen 25.

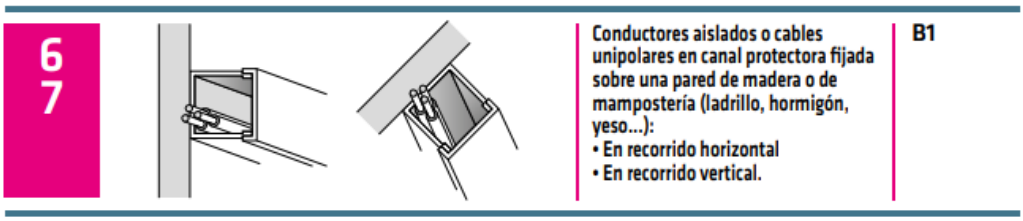


Imagen 25. Relación modos de la instalación. UNE HD 60364-5-52

En la Tabla 10, se selecciona la mencionada opción B1, con cable XLPE3 (Cable termoestable en sistema trifásico), de ahí se escoge el valor más cercano y superior a 81,5A, es decir la opción de 100A. Por lo que deberíamos escoger una sección de cable de **25mm^2**.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES GARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																	
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)				XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)									
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)											
B1												XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)			
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)							
C							PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			PVC2 (90 °C)		
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E									PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)	
F											PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)
	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
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	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
	300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713
Aluminio	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	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					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
	185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
	240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482
	300					285		313		331		366		400		429	462	494	558

NOTAS: con fondo naranja figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios). Los valores con fondo azul no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE-HD 60364-5-52 Los valores con fondo amarillo no figuran en la tabla original y no es posible calcularlos con la UNE-HD 60364-5-52, por lo que se ha recurrido al método de cálculo de la última versión internacional de la norma IEC 60364-5-52, que curiosamente no ha eliminado el método de cálculo como se ha hecho en la versión UNE-HD.

Tabla 10. Tabla de intensidades admisibles, sección inversor-Caja AC.

3.1.2.2 Criterio de caída de tensión en CA.

Con la corriente asignada de salida de inversor (36,2A+29A=65,2A) obtenemos la caída de tensión:

$$\Delta U_{CA} = \frac{1{,}5}{100} \cdot 400 = 6V$$

$$S_{CA-3f} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{INV_{CA}} \cdot \cos\varphi}{C \cdot \Delta U_{CA}}$$

Dónde:

- S=Sección del cable en mm
- L_{CA}=Longitud del cable (tramo)
- I_{INV_CA}=Intensidad nominal salida del inversor.
- ΔU_{CA}=Caída de tensión permitida. (1,5%)
- C=Conductividad del cobre o aluminio.
    - Se aplicara la conductividad del cobre: 45,5m/Ω·mm^2
- V_{Linea}= Tensión de salida del inversor

$$S_{CA-3f} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8 \cdot 65{,}2 \cdot 1}{45{,}5 \cdot 6} = 3{,}3mm^2 \rightarrow 4mm^2$$

Por lo tanto la sección por criterio de caída de tensión será de **4mm^2.**

Se aplicara el criterio de intensidades admisibles por ser el criterio más restrictivo en este caso, siendo este **25mm^2.**

3.2 CANALIZACIÓN DEL CABLEADO DE CC.

Para la canalización eléctrica se usaran cuatro elementos diferentes (calculados en las Tabla 11 Tabla 12, Tabla 13 y Tabla 14) en todos los casos se escoge material libre de halogenos:

- Tubo PVC rígido Cero Halógenos $Ø_{Ext}$=16mm para cableado hasta extremo del string.

- Canaleta aislante 40x90 fabricante UNEX o similar, libre de halógenos con tabique separador (805mm^2 y 925mm^2 mínimos de sección útil por compartimento) para canalización de hasta 10 conductores (5 positivos y 5 negativos).
- Canaleta aislante 60x110 fabricante UNEX o similar, libre de halógenos con tabique separador (1612mm^2 y 1731mm^2 mínimos de sección útil por compartimento) para canalización de 10 a 20 conductores.
- Bandeja aislante base perforada 60x100 fabricante UNEX o similar, libre de halógenos con tabique separador (1373mm^2 y 1253mm^2 mínimos de sección útil por compartimento) para canalización de 20 conductores (10 positivos y 10 negativos).

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 11. Tubo flexible reforzado libre de halógenos para cableado hasta extremo del string. ITC-BT-21

Datos del cálculo

Nº de compartimentos: 2

Lista de cables en cada compartimento

Compartimento 1

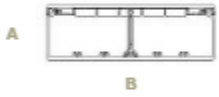
Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Con Cubierta 06/1 kV (RV-K / CPR Eca) 1x 10	10	8,3	0,14	1,80	124,00	**1.240,02**
						1.240,02 mm2

Compartimento 2

Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Con Cubierta 06/1 kV (RV-K / CPR Eca) 1x 10	10	8,3	0,14	1,80	124,00	**1.240,02**
Sin Cubierta H07 (H07V-K / CPR Eca) 1x 16	1	8,1	0,16	1,40	91,85	**91,85**
						1.331,87 mm2

Resumen de secciones

Compartimentos	Sección necesaria	Coef. de ampliación	Sección total
Compartimento 1	1.240,02	30,00	1.612,03
Compartimento 2	1.331,87	30,00	1.731,44



Canal Óptimo: Canal 93 en color blanco

AxB mm	Comp.1 mm2	Comp.2 mm2	Referencia	
50x100	1.795,00	1.795,00	**93021-2**	

⊞ **Canal 93 en color blanco**

⊞ **Canal 93 en aluminio**

⊞ **Canal 73 en color blanco**

⊞ **Bandeja aislante 66**

⊞ **Canal 93 en color aluminio**

⊞ **Bandeja aislante 66 sin halógenos**

⊞ **Canal 73 gris RAL 7035**

⊟ **Canal 73 sin halógenos**

AxB	Comp.1	Comp.2	Referencia	
60x110	2.267,00	2.267,00	73083-42	
60x150	3.152,00	3.152,00	73085-42	

Tabla 12. Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, canaletas hasta 20 cables.

Nº de compartimentos: 2

Lista de cables en cada compartimento

Compartimento 1

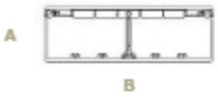
Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Con Cubierta 06/1 kV (RV-K / CPR Eca) 1x 10	5	8,3	0,14	1,80	124,00	**620,01**
						620,01 mm2

Compartimento 2

Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Con Cubierta 06/1 kV (RV-K / CPR Eca) 1x 10	5	8,3	0,14	1,80	124,00	**620,01**
Sin Cubierta H07 (H07V-K / CPR Eca) 1x 16	1	8,1	0,16	1,40	91,85	**91,85**
						711,86 mm2

Resumen de secciones

Compartimentos	Sección necesaria	Coef. de ampliación	Sección total
Compartimento 1	620,01	30,00	806,01
Compartimento 2	711,86	30,00	925,42



Canal Óptimo: Canal 73 en color blanco

AxB mm	Comp.1 mm2	Comp.2 mm2	Referencia
40x90	1.100,00	1.100,00	**73072-2**

⊞ **Canal 93 en color blanco**

⊞ **Canal 93 en aluminio**

⊞ **Canal 73 en color blanco**

⊞ **Canal 93 en color aluminio**

⊞ **Canal 73 gris RAL 7035**

⊟ **Canal 73 sin halógenos**

AxB mm	Comp.1 mm2	Comp.2 mm2	Referencia
40x90	1.100,00	1.100,00	73072-42
60x110	3.374,00	1.160,00	73083-42
60x110	2.267,00	2.267,00	73083-42

Tabla 13. Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, canaletas hasta 10 cables.

Compartimento 1

Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Con Cubierta 06/1 kV (RV-K / CPR Eca) 1x 10	10	8,3	0,14	1,40	96,45	**964,46**
Sin Cubierta H07 (H07V-K / CPR Eca) 1x 16	1	8,1	0,16	1,40	91,85	**91,85**
						1.056,31 mm2

Compartimento 2

Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Con Cubierta 06/1 kV (RV-K / CPR Eca) 1x 10	10	8,3	0,14	1,40	96,45	**964,46**
						964,46 mm2

Resumen de secciones

Compartimentos	Sección necesaria mm²	Coef. de ampliación	Sección total mm²
Compartimento 1	1.056,31	30,00	1.373,21
Compartimento 2	964,46	30,00	1.253,80



Bandeja Óptima: Bandeja aislante 66

AxB mm	Comp.1 mm2	Comp.2 mm2	Referencia
60x100 base perforada	1.323,00	2.682,00	**66100**

⊞ **Bandeja aislante 66**

⊟ **Bandeja aislante 66 sin halógenos**

AxB	Comp.1	Comp.2	Referencia
60x100 base perforada	1.323,00	2.682,00	66100-48
60x100 base lisa	1.323,00	2.682,00	66101-48
60x200 base perforada	2.650,00	6.855,00	66200-48
60x200 base perforada	4.084,00	5.421,00	66200-48

Tabla 14. Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, bandeja.

En la Tabla 15 se aprecia los tipos de canalización a utilizar para el cableado por zonas y sus longitudes (zonas distribuidas en la Imagen 26)

Recorrido		Cableado a canalizar	Tipo de canalización	Longitud
0	Cubierta	Hasta 10 cables de 10mm^2 (5 positivos y 5 negativos)	Canaleta 40x90	14m
		Un cable de 10mm^2	Tubo reforzado $Ø_{Ext}$=16mm	268m
		De 10 a 20 cables de 10mm^2	Canaleta 60x110	16m
1	Bajada al jardín	20 (10 positivos y 10 negativos) cables de 10mm^2		7m
2 -3	Perímetro jardín			60m
4	Galería		Bandeja 60x100	35m
5	Bajada al inversor		Bandeja existente	8m

Tabla 15. Resumen canalizaciones por zonas.

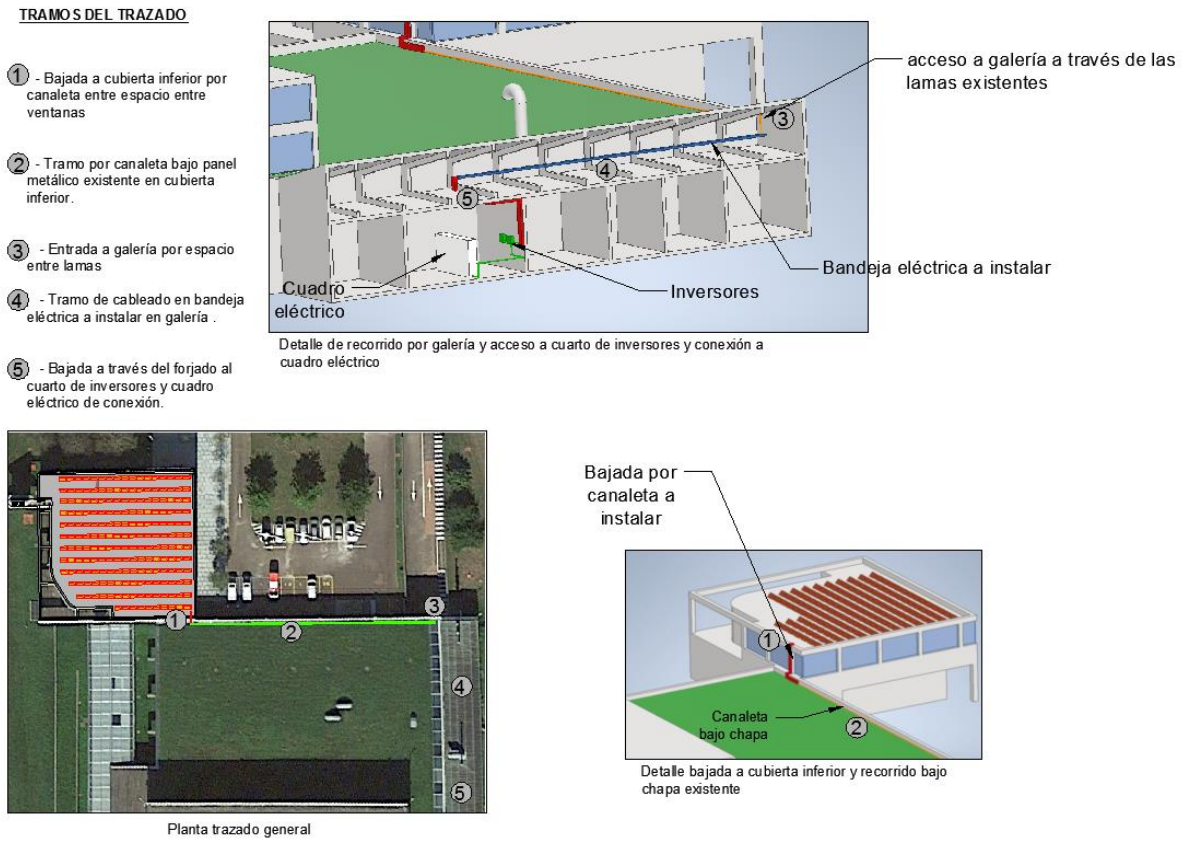


Imagen 26. Partes de canalización eléctrica.

La canalización eléctrica se fijara en las propias estructuras fotovoltaicas, en los tramos donde dicha fijación no sea posible, se utilizara el sistema de lastrado para canaletas de UNEX o similar.

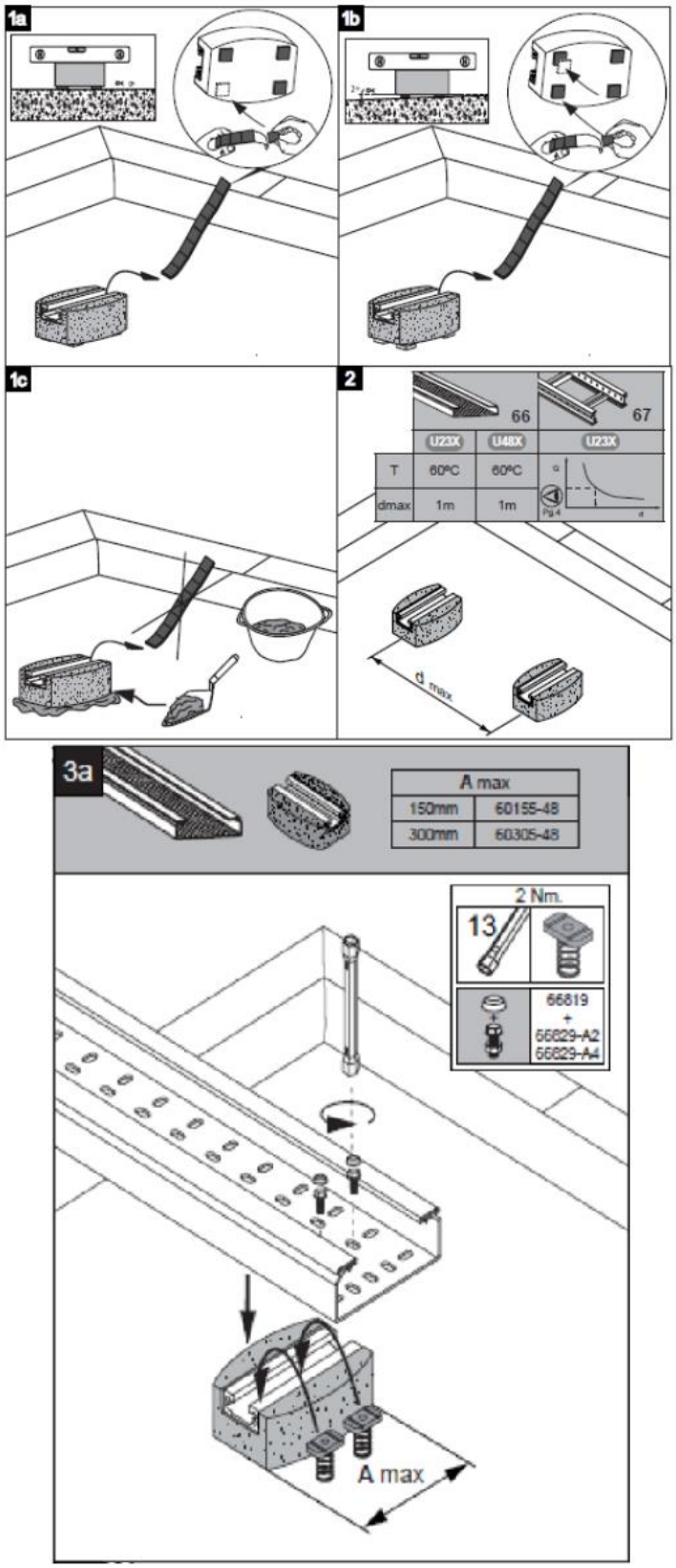


Imagen 27. Sistema de lastrado para canalización eléctrica.

ç

3.3 CANALIZACIÓN DEL CABLEADO DE CA.

El cableado desde inversor hasta punto de conexión se realizará mediante bandeja 66 base perforada de 60x100 libre de halógenos de fabricante Unex o similar, y una sección útil mínima de 1376mm^2.

Nº de compartimentos: 1
Disposición de los cables: Sin límite de capas en contacto mutuo

Lista de cables en cada compartimento

Compartimento 1

Identificación	Nº cables	Diámetro	Peso kg/m.	Coef. corr.	Secc. unit.	Secc. total
Resistente al fuego EN 50200 (RZ1-K (AS+) / CPR Cca-s1b,d1,a1) 1x 25	5	12,3	0,32	1,40	211,81	**1.059,03**
						1.059,03 mm2

Resumen de secciones

Compartimentos	Sección necesaria mm²	Coef. de ampliación	Sección total mm²
Compartimento 1	1.059,03	30,00	1.376,74



Bandeja Óptima: Bandeja aislante 66

AxB mm	Comp.1 mm2	Referencia
60x75 base perforada	2.770,00	**66090**

⊞ Bandeja aislante 66

⊟ Bandeja aislante 66 sin halógenos

AxB mm	Comp.1 mm2	Referencia
60x100 base perforada	4.349,00	66100-48

Tabla 16 Resultados del programa para el cálculo dimensiones de canalización, bandeja.

3.4 PUESTA A TIERRA.

El objeto de las puestas a tierra, de todas las instalaciones, es limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, disminuyendo el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

Con objeto de evitar tensiones de defecto en caso de defecto de aislamiento de los circuitos, las masas de la instalación (los marcos de los módulos, armarios envolventes, carcasa del inversor, canalizaciones, etc.) deberán ir unidas eléctricamente a tierra mediante una instalación de puesta a tierra independiente de la del neutro de la compañía distribuidora, de acuerdo con las directrices del Reglamento de Baja Tensión. Se instalarán conductores de protección de cobre aislado unipolar H07V-K bajo norma UNE 21031 CE para unir toda la los marcos de aluminio de los módulos solares, esta red se conectara a la red de tierras existente en el local de instalaciones..

Se comprobará que la resistencia de puesta a tierra de la instalación cumple con el REBT.

3.5 PROTECCIONES.

Se especifican en esquema unifilar.

4. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE PVSYST.

Se utiliza el simulador para instalaciones fotovoltaicas PVSYST, donde se introducen los datos de nuestra instalación al detalle, para poder obtener una simulación de las perdidas, energía obtenida, eficiencia de la instalación….

Este simulador se basa en las bases de datos meteorológicas de años anteriores, como bien es sabido, la meteorología es variable y los resultados que se obtendrán en la simulación no significan que dichos resultados se vayan a obtener una vez que la instalación este en marcha. Por lo tanto los resultados sirven para poder hacer una estimación.

4.1 INTRODUCCIÓN DE DATOS EN EL SIMULADOR.

4.1.1 Orientación.

- Inclinación de los módulos: 35.
- Orientación de los módulos: Sur (acimut -12,3)

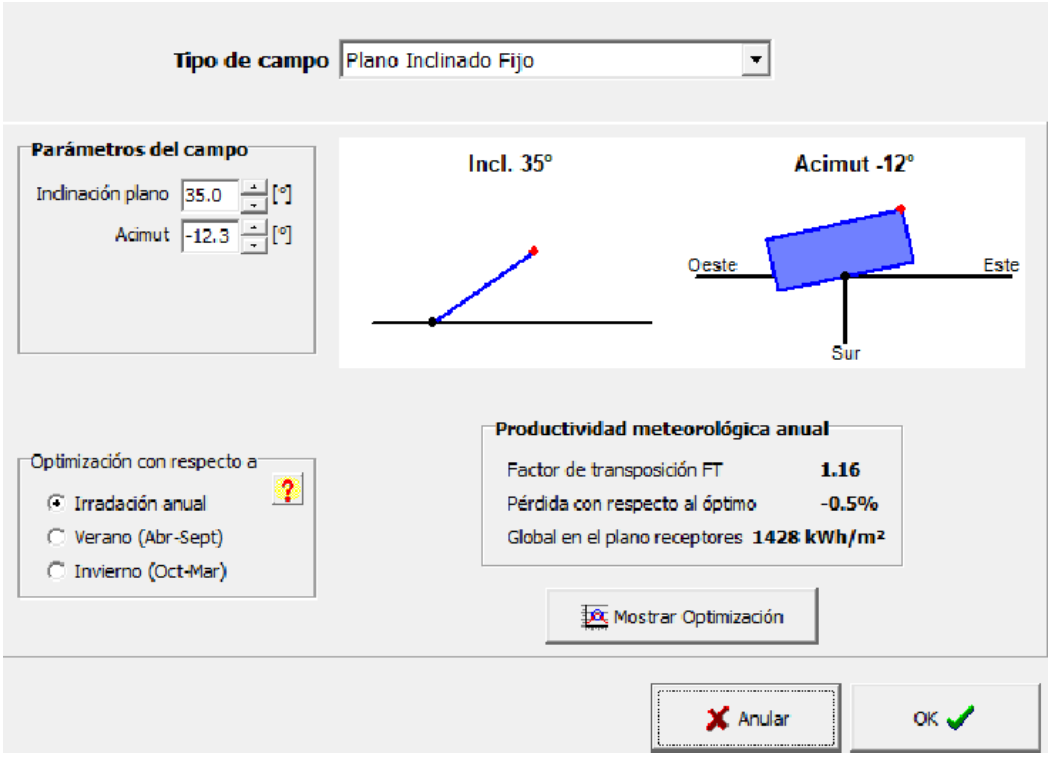


Imagen 28. Introducción orientación e inclinación en PVSYST.

4.1.2 Sistema.

En la siguiente ventana (ver Imagen 29 e Imagen 30) se definen los inversores y modulos de la siguiente manera (ver Tabla 17):

	Inversor 1	Inversor 2
Potencia nominal inversor	25	20
Total módulos	72	52
Potencia modulo	400Wp	400Wp
Módulos por string	12	13
Cantidad de strings	6	4
Potencia instalada	28,8kWp	20,8kWp
Potencia total Instalada	**49,6kWp**	

Tabla 17. Definición de sistema.

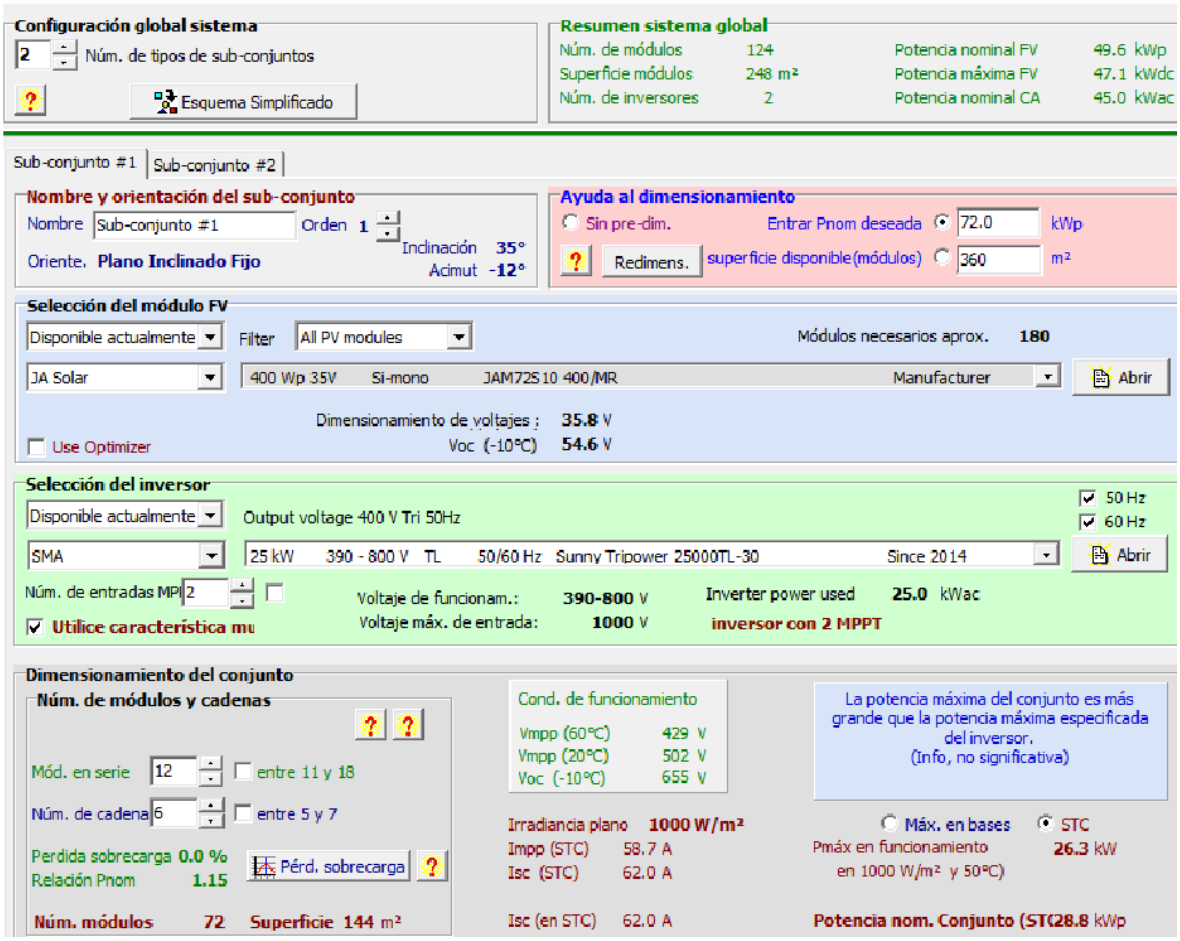


Imagen 29. Introducción definición de sistema en PVSYST, inversor1 (25kW).

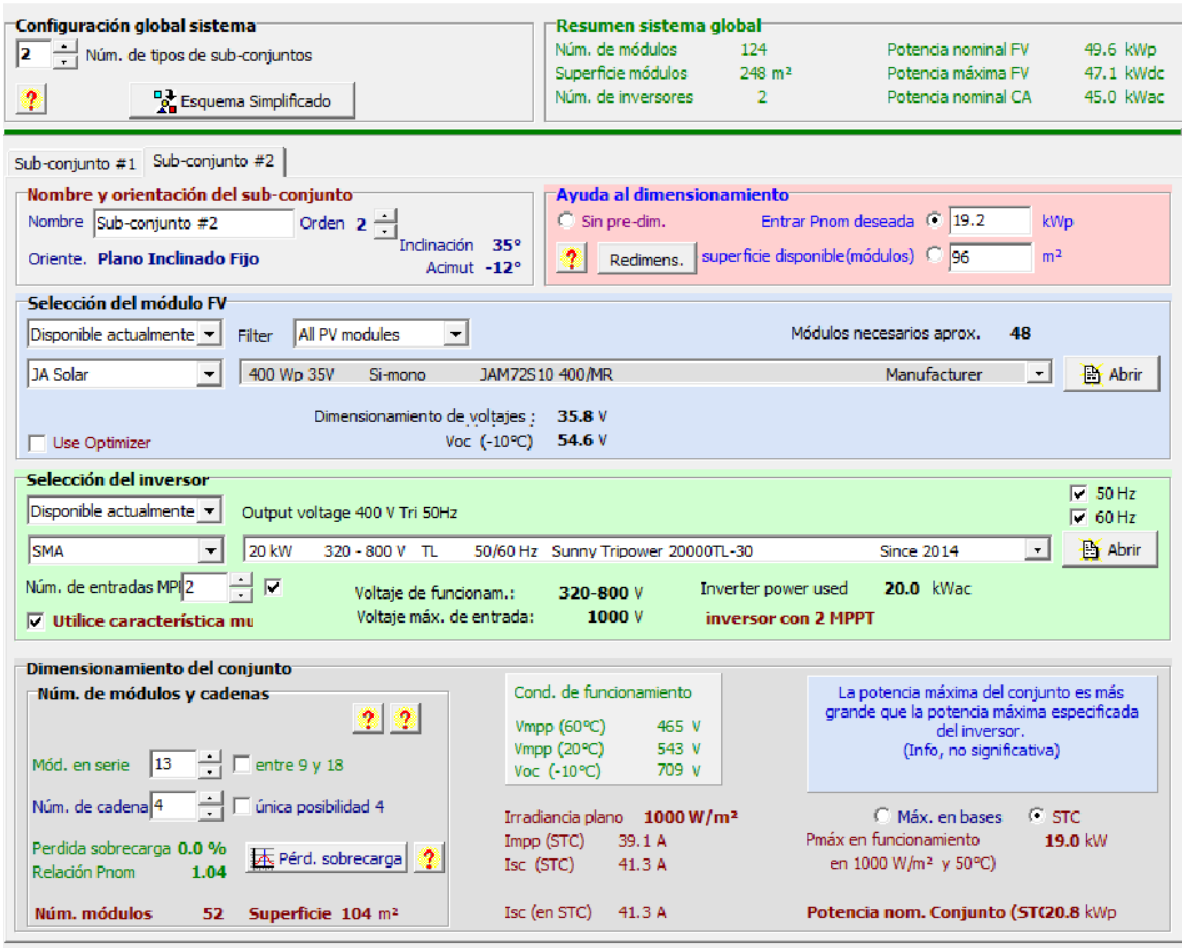


Imagen 30. Introducción definición de sistema en PVSYST, inversor2 (20kW).

4.1.3 Horizonte.

El simulador PVSYST calcula automáticamente con la ubicación introducida el perfil de horizonte, para poder calcular posteriormente las pérdidas ocasionadas por las sombras del horizonte.

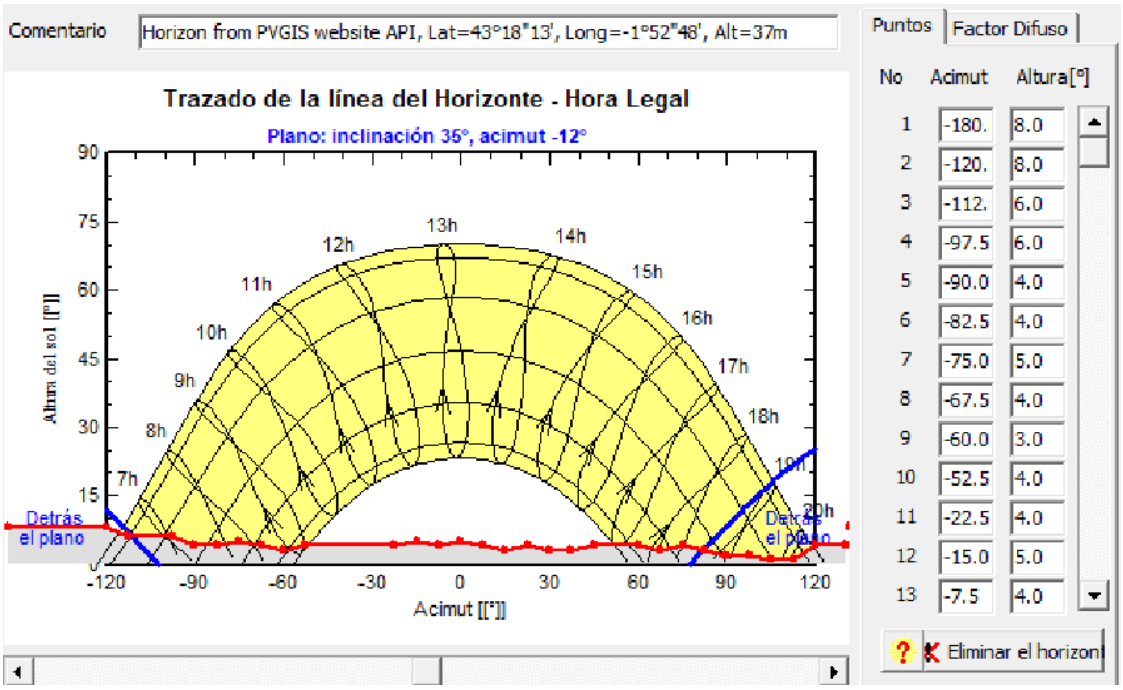


Imagen 31. Perfil de horizonte PVSYST.

4.1.4 Sombreado cercano:

Se introduce la siguiente perspectiva, con el edificio colindante analizado en el punto 1.3.4.1 Sombreados parciales y de la propia instalación.

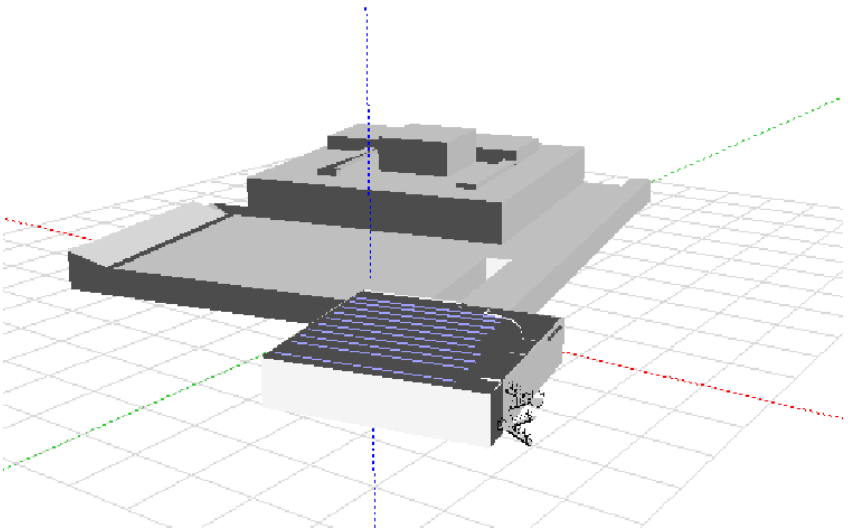


Imagen 32. Sombreado cercano PVSYST.

4.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

Una vez introducidos todos los datos, se inicia la simulación, donde se obtiene un informe completo en PDF e información variada en forma de gráficos.

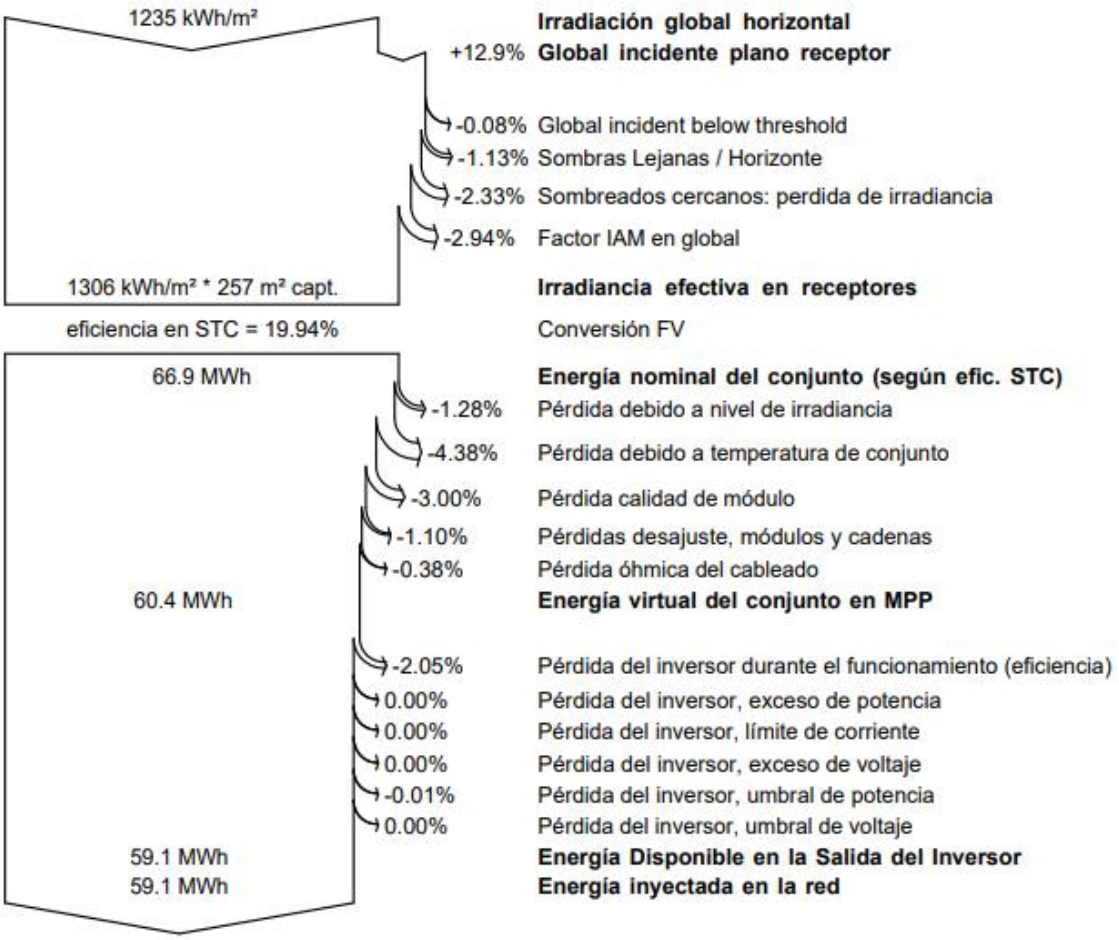


Imagen 33. Resultado de producción (Fuente: PVSYST)

En la imagen anterior se puede observar un resultado de producción fotovoltaica del cual se puede consumir 59,1MWh anuales.

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	4.40 kgCO2/kg
Quantity	49.6 kWp	1240 kg
Subtotal [kgCO2]	84951	5459

Tabla 18. Emisiones causadas por el sistema fotovoltaico.

En la Tabla 18 se observan las emisiones emitidas de CO_2 por el transporte, instalación y producción de la instalación fotovoltaica.

Teniendo en cuenta el consumo evitado de la red y el CO_2 producido por la instalación (mencionado en el párrafo anterior), se logra evitar un total de 322,9Tn de CO_2, considerando una vida útil de 30 años de instalación.

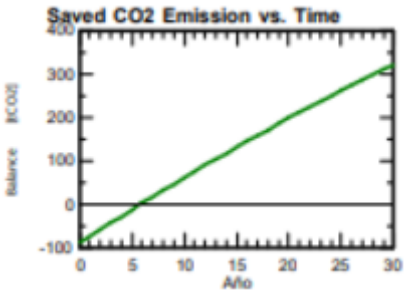


Imagen 34. Balance CO_2.

Analizando la Imagen 34, se obtiene un retorno del CO_2 a partir de los 5 años.

5. PRESUPUESTO

5.1 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Capitulo	Concepto	Presupuesto Instalación Fotovoltaica Central de Oiartzun
1	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	37.059,11
2	SISTEMA DE CONTROL	3.063,20
3	INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN	2.558,80
4	SEGURIDAD Y SALUD	504,20
5	CONTROL DE CALIDAD	168,07
6	TRAMITES INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	977,45

Total Ejecución Material	44.330,83
Gastos generales (13%)	5.763,00
Beneficio industrial (6%)	2.659,85

Total Ejecución Contrata	52.753,68
IVA	11.078,27

Total Presupuesto	**63.831,96**

5.2 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL. MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS.

Código	*Nat*	*Ud*	*Resumen*	*CanPres*	*Pres*	*ImpPres*
01	**Capítulo**		**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**	**1**	**37.059,11**	**37.059,11**
01.01	Partida	Ud	MODULO FOTOVOLTAICO 400WP JAM72S10-400/MR O SIMILAR	124,00	115,00	14.260,00
			Suministro e instalación módulo fotovoltaico marca JA solar modelo JAM72S10-400/MR o similar, Potencia de 400 Wp, 144 células "half-cell", mono cristalino, PERC. Vmp.41,33V. Imp. 9,68A, eficiencia del módulo 19,9%. Medidas 2015x996x40 mm. Peso 22,7 kg. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.02	Partida	Ud	ESTRUCTURA DE LASTRADO PARA MODULO FV INCLINADO 35º SUN BALLAST O SIMILAR	1,00	7.005,70	7.005,70
			Suministro e instalación de estructura de lastrado completa para 128 módulos de fácil instalación sobre cubierta plana. inclinación de módulos de 35 º. Válido para módulos de 40mm de grosor. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.03	Partida	Ud	INVERSOR TRIFÁSICO Sunny Tripower 20000TL o similar	1,00	1.550,00	1.550,00

			Inversor trifásico 20 kW marca SMA modelo Sunny tripower 20000TL o similar. Vmpp 320-800 V, Vmax entrada 1000V, Imax entrada=33A. Potencia nominal salida 20KW/20KVA. Imax salida 29 A. Medidas 661x682x264. Protecciones sobretensiones incluido. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.04	Partida	Ud	INVERSOR TRIFÁSICO Sunny Tripower 25000TL o similar	1,00	1.708,00	1.708,00
			Inversor trifásico 25 kW marca SMA modelo Sunny tripower 25000TL o similar. Vmpp 390-800 V, Vmax entrada 1000V, Imax entrada=33A. Potencia nominal salida 25KW/25KVA. Imax salida 36,2 A. Medidas 661x682x264. Protecciones sobretensiones incluido. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.05	Partida	Ud	KIT INYECCIÓN CERO ITR 2.0 O SIMILAR	1,00	500,00	500,00
			Suministro e instalación de kit inyección cero a red mediante ITR 2.0 de LACECAL o similar con certificado UNE 217001 IN. Incluyendo todos los equipos de medida necesarios, así como todos los accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.07	Partida	m	CABLE SOLAR 10MM^2 PARA CABLEADO CC	2.810,00	1,50	4.215,00

			Circuito mediante cable solar de cobre Prysun H1Z2Z2-K o similar y sección mínima de 10mm2. Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Incluso conectores MC4, elementos de montaje y demás accesorios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.08	Partida	Ud	ARMARIO PROTECCIONES CC	1,00	253,00	253,00
			Suministro de instalación de armario de protecciones DC, compuesto por los elementos descritos en esquema unifilar (fusibles). Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
01.09	Partida	M	CANALETA AISLANTE 60x110 PARA CABLEADO CC	83,00	22,80	1.892,40
			Canal 73 60x110 libre de halógenos fabricante UNEX o similar con tabique separador. Incluso, uniones, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto. Color a elegir por dirección facultativa.			
01.10	Partida	M	TUBO PVC D 16mm	268,00	1,07	286,76
			Tubo PVC libre de halógenos, diametro exterior de 16mm. Incluso, uniones, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto. Color a elegir por dirección facultativa.			
01.11	Partida	M	BANDEJA AISLANTE 60x110 PARA GALERIA	35,00	13,75	481,25

			Canal 66 60x110 libre de halógenos fabricante UNEX o similar con tabique separador. Incluso, uniones, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto. Color a elegir por dirección facultativa.			
01.12	Partida	M	CANALETA AISLANTE 40X90 PARA CABLEADO CC	14,00	15,80	221,20
			Canal 73 40x90 libre de halógenos fabricante UNEX o similar con tabique separador. Incluso, uniones, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto. Color a elegir por dirección facultativa.			
01.13	Partida	Ud	LASTRADO PARA CANALETA.	20,00	9,29	185,80
			Sistema de lastrado para canaleta eléctrica en cubierta. Fabricante UNEX o similar.			
01.14	Partida	M	MANO DE OBRA PARA MONTAJE MECANICO	1,00	4.100,00	4.100,00
			Ejecución y montaje de elementos descritos.			
01.15	Partida	M	CAMIÓN PLUMA	1,00	400,00	400,00
			Izada de material hasta cubierta de la instalación fotovoltaica.			
			Total 01	**1,00**	**37.059,11**	**37.059,11**
02	**Capítulo**		**SISTEMA DE CONTROL**	**1**	**3.063,20**	**3.063,20**
02.01	Partida	Ud	EQUIPOS DE SUPERVISIÓN	1,00	505,00	505,00
			-CONV-RTU-IP Convertidor Modbus RTU a Modbus IP. -Caja de PVC para alojar convertidor.			
02.02	Partida	Ud	EQUIPO DE CAMPO	1,00	458,20	458,20
			Irradiance Sensor Si-RS485, Sonda de irradiación solar con protocolo de comunicación Modbus y puerto RS485. 0..1500 W/qm. Incluye sonda de temperatura.			
02.04	Partida	Ud	INGENIERÍA	1,00	2.100,00	2.100,00
			Ingeniería de programación y gráficos en el sistema Metasys, de los 2 inversores y 1 sonda de irradiación, así como la incorporación de dichos datos al sistema MED.			
			Total 02	**1,00**	**3.063,20**	**3.063,20**
03	**Capítulo**		**INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN**	**1**	**2.558,80**	**2.558,80**
03.01	Partida	Ud	CAJA CUADRO MANDO Y PROTECCIÓN DE CA	1,00	1.300,00	1.300,00

			Suministro de instalación de armario de protecciones AC, compuesto por los elementos descritos en esquema unifilar. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
03.01	Partida	Ud	ADAPTACIÓN EN CUADRO ELÉCTRICO PARA PUNTO DE CONEXIÓN	1,00	500,00	500,00
			Suministro de instalación de todos los elementos necesarios para la adaptación del punto de conexión. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado.			
03.02	Partida	m	CONDUCTOR DE COBRE DE 25mm.	8,00	20,60	164,80
			AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS) 4x25mm2+1x25mm2 unipolar de Prysmian o similar Tensión: 0,6/1 kV Euroclase CPR: Cca-s1b,d1,a1 Normas: UNE 21123-4 Construcción Conductor: Cobre, flexible clase 5, según UNE EN 60228. Aislamiento: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1. Elemento separador: Capa especial antiadherente. Relleno: mezcla LSOH libre de halógenos. Cubierta: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4. Un importante ahorro de tiempo de instalación. Código EAN: 8430220088144 Código ETIM 7.0: EC003251 Con parte proporcional de terminales y accesorios. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
03.03	Partida	m	LÍNEA PRINCIPAL PUESTA TIERRA, 16 MM2	300,00	1,98	594,00

			Conductor de protección de cobre aislado unipolar H07V-K bajo norma UNE 21031 CE para unir toda la los marcos de aluminio de los módulos solares, inversores, cajas de protección etc. Incluso, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo y conexionado. Criterio de medición de proyecto: Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.			
			Total 03	**1,00**	**2.558,80**	**2.558,80**
04	**Capítulo**		**SEGURIDAD Y SALUD**	**1**	**504,20**	**504,20**
04.01	Partida	Ud	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.	1	504,20168	504,20
			Estudio de seguridad y salud especifico.			
			Total 04	**1,00**	**504,20**	**504,20**
05	**Capítulo**		**CONTROL DE CALIDAD**	**0**	**168,07**	**168,07**
05.01	Partida	Ud	CONTROL DE CALIDAD.	1,00	168,07	168,07
			Supervisión y control de calidad para instalación fotovoltaica.			
			Total 05	1	**168,07**	**168,07**
06	**Capítulo**		**TRAMITES INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**	**1**	**977,45**	**977,45**
06.01	Partida	Ud	LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	1,00	714,29	714,29
			Legalización, certificado puesta en funcionamiento, certificado de instalación, trámites para la legalización correspondiente, trámites de conexión con empresa distribuidora.			
06.02	Partida	Ud	INSPECCIÓN OCA	1,00	263,15789	263,16
			inspección inicial por Organismo de Control Acreditado.			
			Total 06	1	**977,45**	**977,45**
			Total Ejecución Material			**44.330,83**
			Gastos generales (13%)			**5.763,01**
			Beneficio industrial (6%)			**2.659,85**
			Subtotal			**52.753,69**
			IVA			11.078,27
			TOTAL			63.831,96

6. DOCUMENTACIÓN GRAFICA

Índice:

1. Situación
2. Emplazamiento
3. Ubicación Módulos
4. Distribución de strings
5. Cableado cubierta
6. Distribución de canaletas.
7. Longitud de cableado.
8. Conexión Módulos cuadro.
9. Esquema unifilar.
10. Plano de cargas.
11. Sombras.
12. Punto de conexión.





BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA — GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

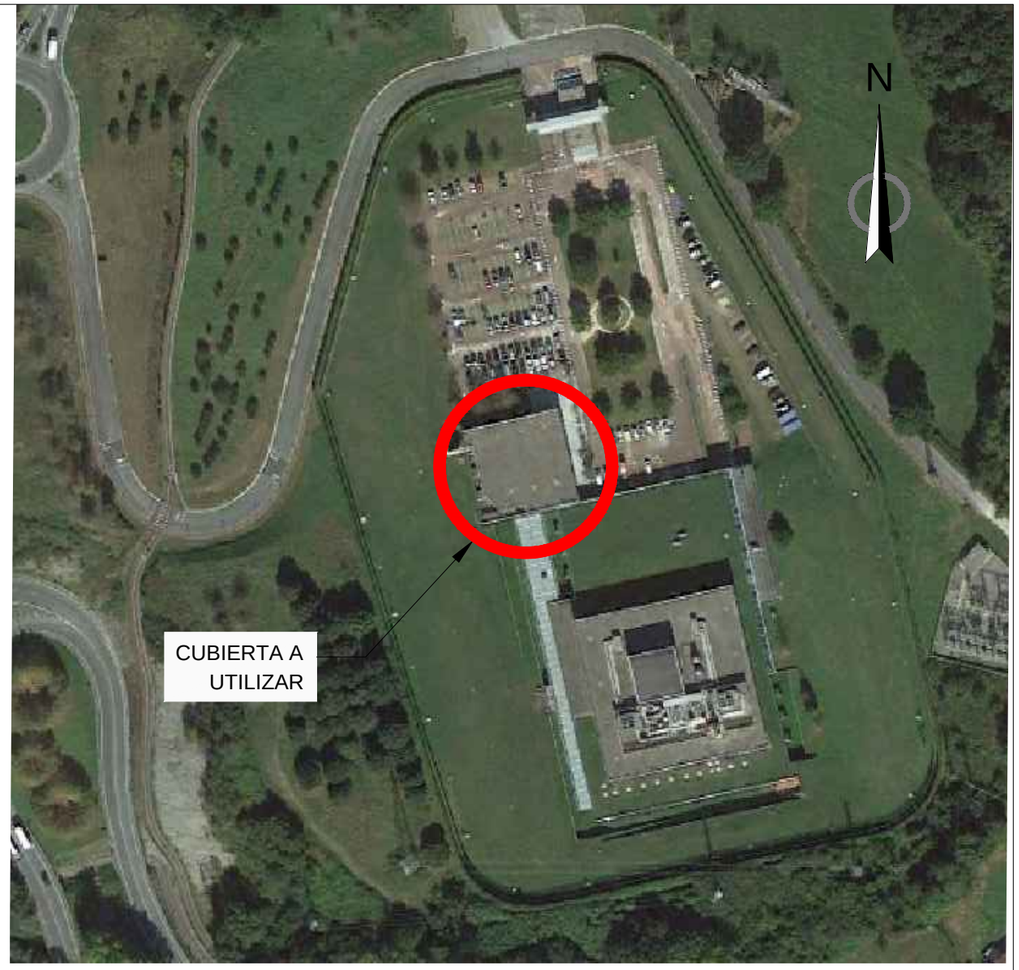
IZENDAPENA
DENOMINACION

SITUACIÓN

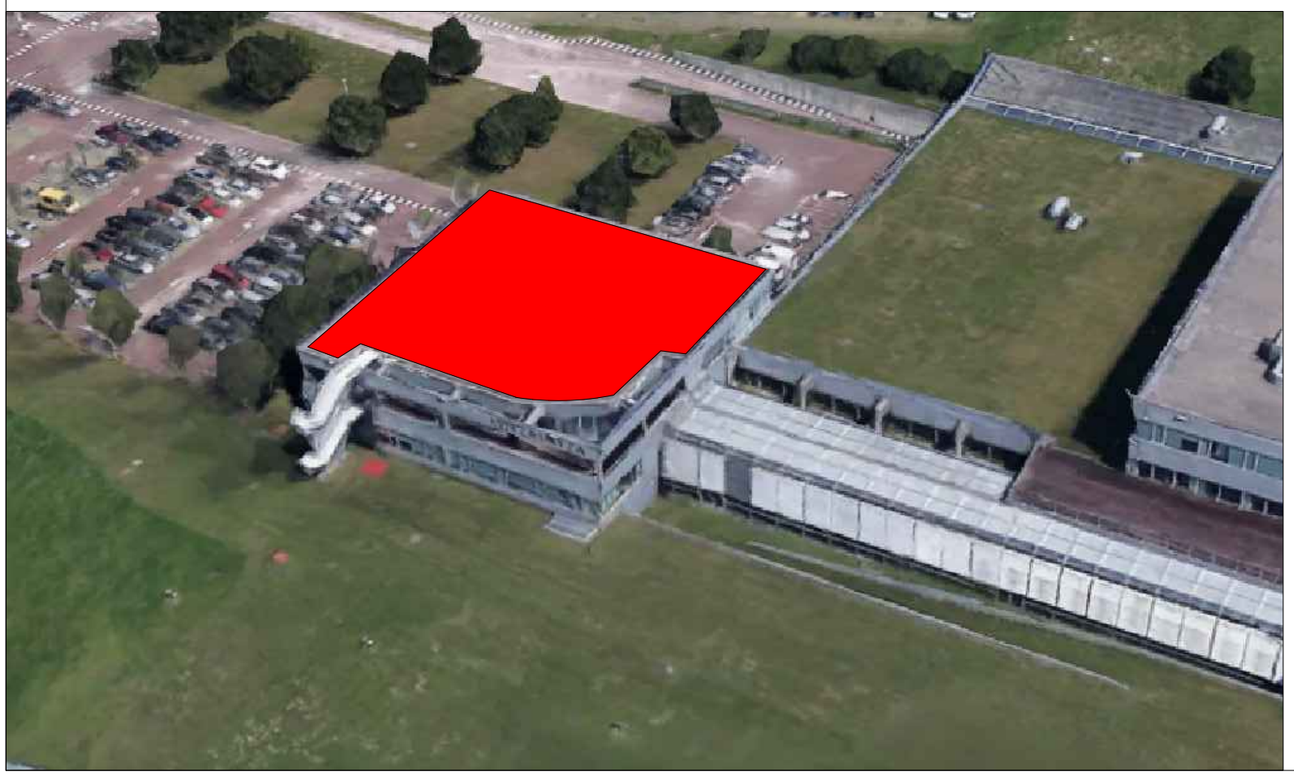
ESKALA
ESCALA 1 / 25.000

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO

1



COMISARIA DE OIARTZUN
1 / 2.000



S / E

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

GOBIERNO VASCO

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE
LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA
CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

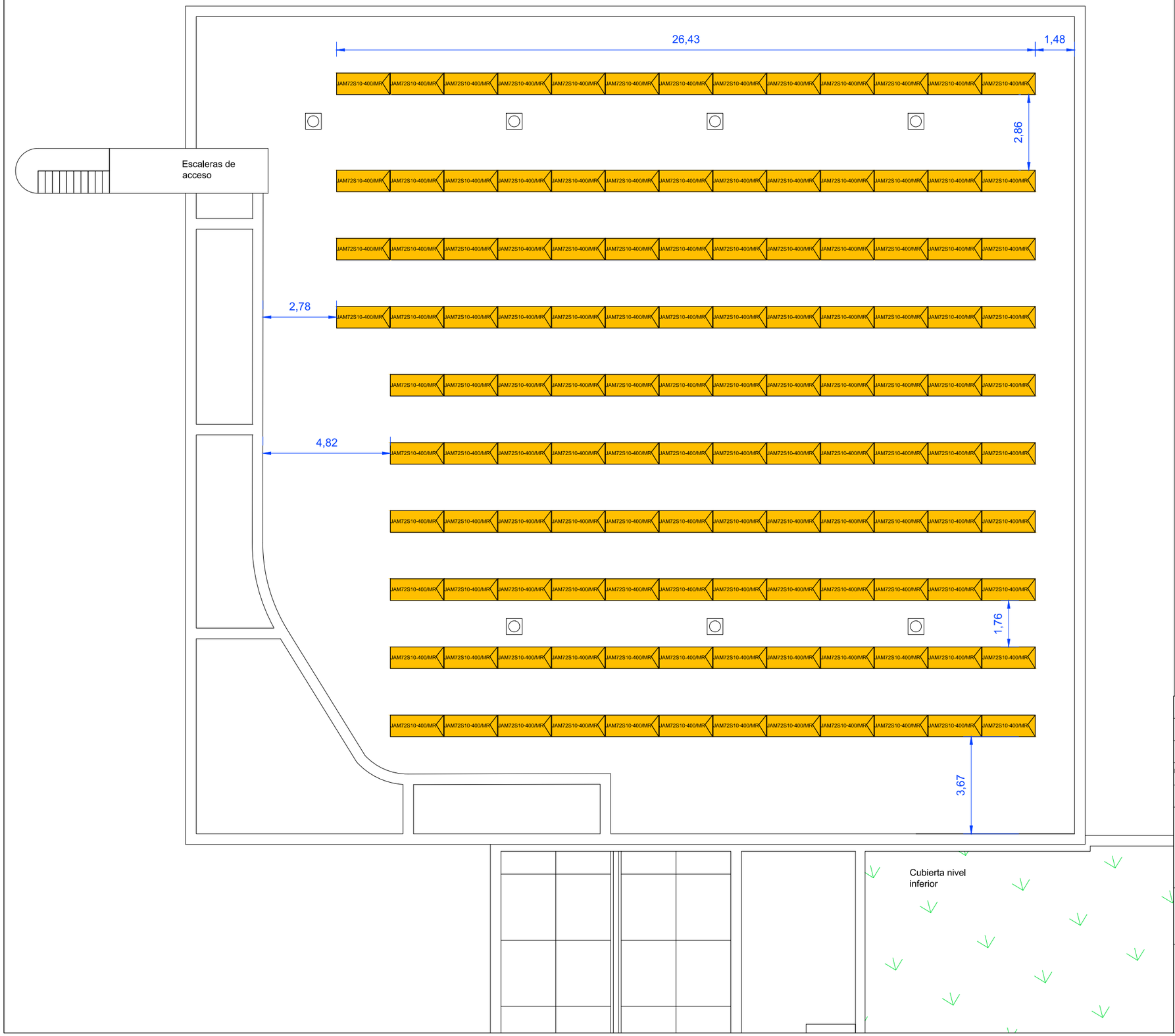
IZENDAPENA
DENOMINACION

EMPLAZAMIENTO

ESKALA A3:1 / 2.000
ESCALA A3: S/E

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO

2



Inclinación cubierta 0º

Suelo de canto rodado

Módulos fotovoltaicos: JA SOLAR JAM72S10-400/MR
Nº de módulos: 124 Unidades

Potencia instalada: 49,6 kWp
Distancia entre filas: 1,76 mts

Inclinación: 35º

MODULO JA SOLAR JAM72S10-400/MR

Tipo de celda: Monocristalina PERC "half-cell".

Numero de celdas por panel: 144 "half-cell"=72

Medidas: 2015x996x40 mm

Peso: 22,7Kg

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA
GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

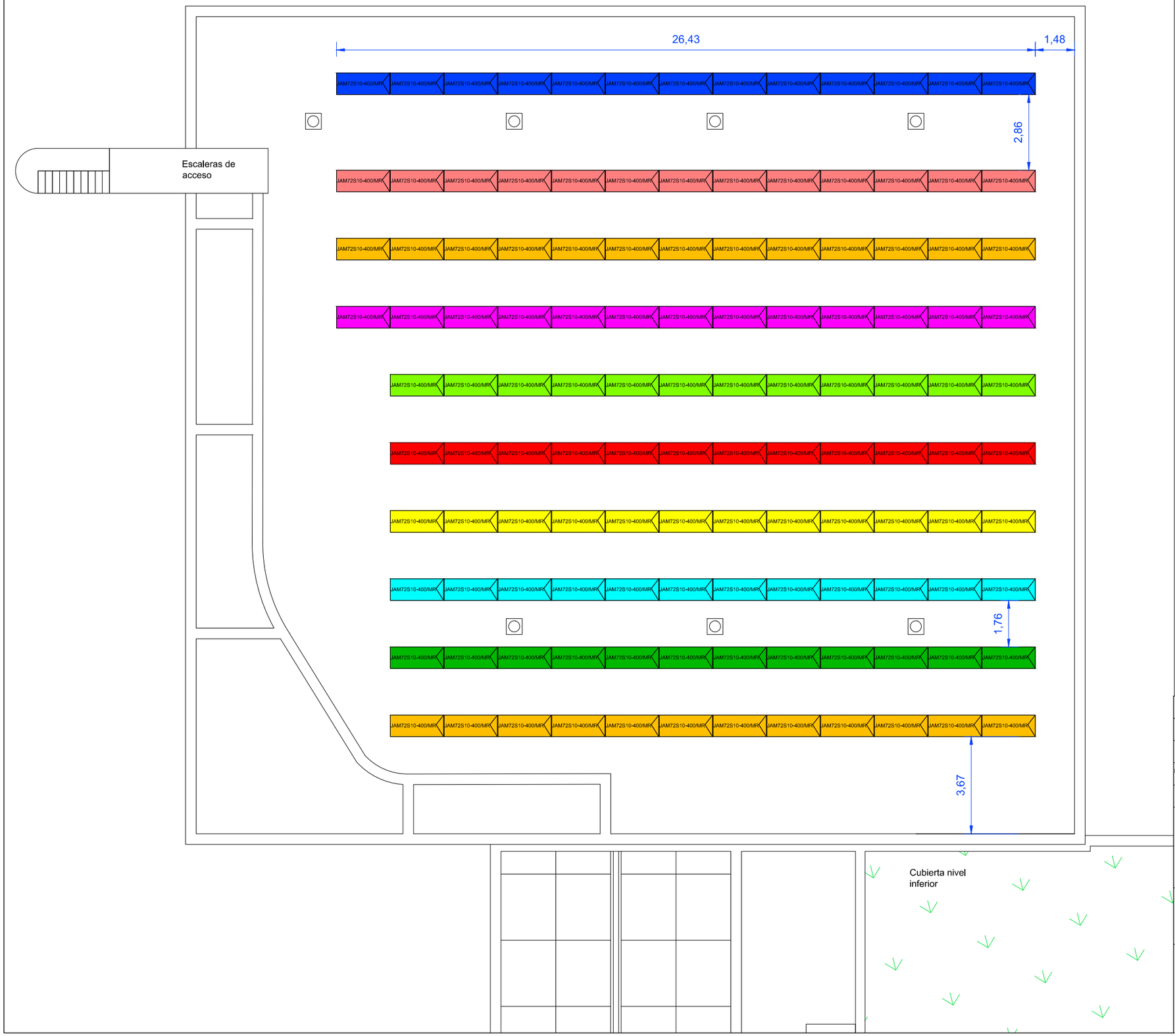
ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

IZENDAPENA
DENOMINACION

UBICACIÓN PANELES SOLARES

ESKALA
ESCALA 1/125

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO
3



Inclinación cubierta 0º

Suelo de canto rodado

Módulos fotovoltaicos: JA SOLAR JAM72S10-400/MR
Nº de módulos: 124 Unidades

Potencia instalada: 49.6kWp
Distancia entre filas: 1,76 mts

Inclinación: 35º

MODULO JA SOLAR JAM72S10-400/MR

Tipo de celda: Monocristalina PERC "half-cell".

Numero de celdas por panel: 144 "half-cell"=72

Medidas: 2015x996x40 mm

Peso: 22,7Kg

4 STRINGS de 13 módulos fotovoltaicos

6 STRINGS de 12 módulos fotovoltaicos

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA
SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

GOBIERNO VASCO
DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA / CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

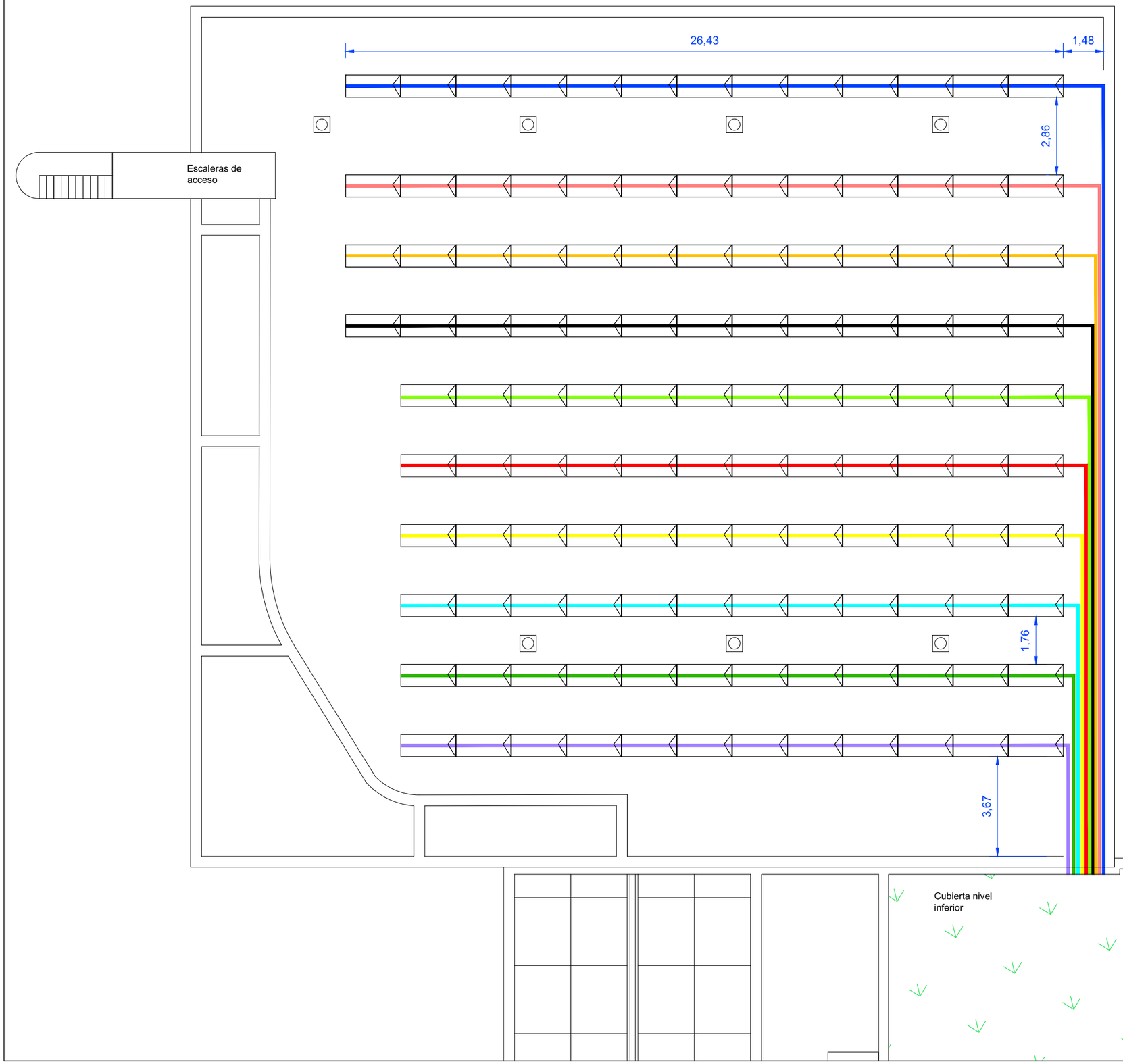
ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

IZENDAPENA / DENOMINACION

DISTRIBUCIÓN DE STRINGS

ESKALA / ESCALA 1/125

PLANO ZENBAKIA / NUMERO PLANO 4



Inclinación cubierta 0º

Suelo de canto rodado

Módulos fotovoltaicos: JA SOLAR JAM72S10-400/MR
Nº de módulos: 124 Unidades

Potencia instalada: 49,6 kWp
Distancia entre filas: 1,76 mts

Inclinación: 35º

MODULO JA SOLAR JAM72S10-400/MR

Tipo de celda: Monocristalina PERC "half-cell".

Numero de celdas por panel: 144 "half-cell"=72

Medidas: 2015x996x40 mm

Peso: 22,7Kg

STRINGS

STRING Nº	COLOR STRING	CABLEADO TOTAL DE LA CUBIERTA
1	AZUL	87,45
2	ROSA	80,09
3	NARANJA	74,93
4	MAGENTA	69,81
5	VERDE CLARO	62,48
6	ROJO	57,46
7	AMARILLO	52,3
8	CIÁN	47,14
9	VERDE OSCURO	42
4	MORADO	36,9
	TOTAL	**610,56**

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA
SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

GOBIERNO VASCO
DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

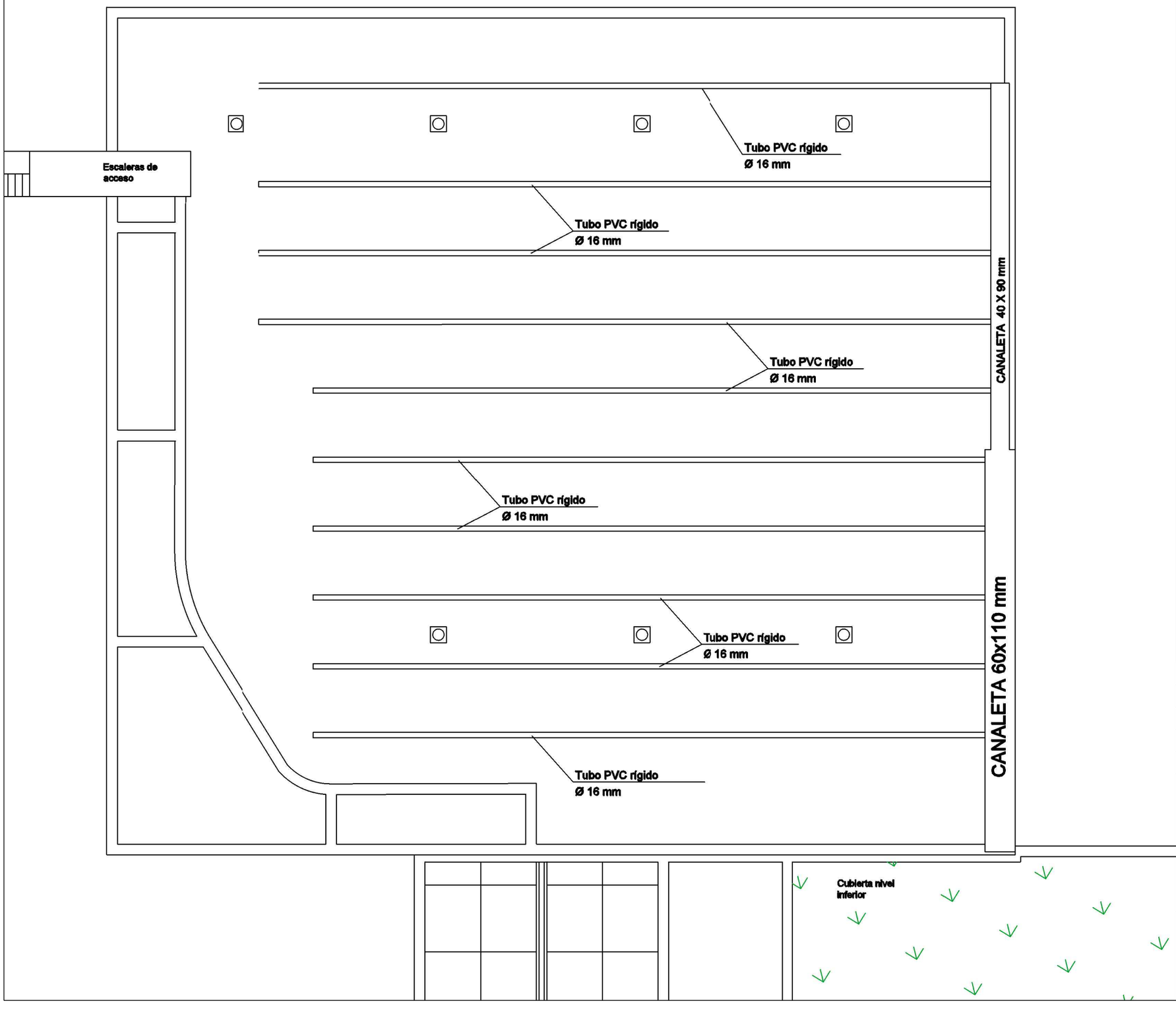
ZENTROA / CENTRO
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

IZENDAPENA / DENOMINACION
CABLEADO PANELES SOLARES

ESKALA / ESCALA 1/125

PLANO ZENBAKIA / NUMERO PLANO
5



CANALIZACIÓN

Tipo	Longitud (m)
Canaleta 40x90	14
Canaleta 60x110	16
Tubo PVC D=16mm	268

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA — GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

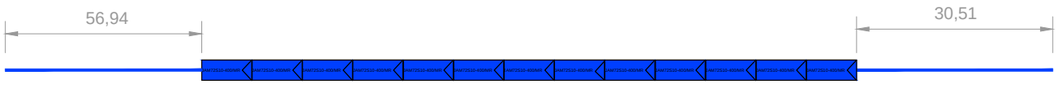
IZENDAPENA
DENOMINACION

DISTRIBUCIÓN CANALETAS

ESKALA
ESCALA 1/125

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO
6

STRING 1



STRING 2



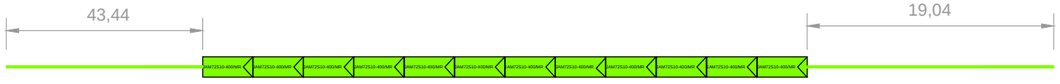
STRING 3



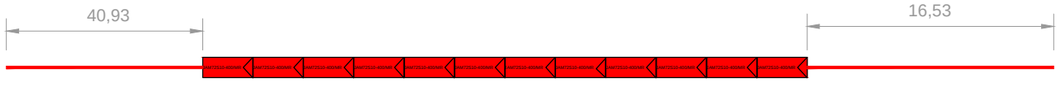
STRING 4



STRING 5



STRING 6



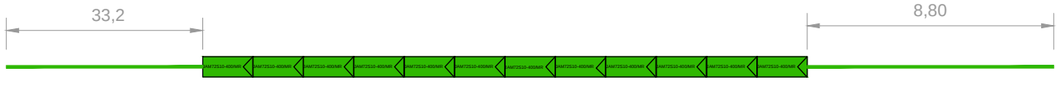
STRING 7



STRING 8



STRING 9



STRING 10



STRINGS

STRING Nº	COLOR STRING	CABLEADO TOTAL DE LA CUBIERTA
1	AZUL	87,45
2	ROSA	80,09
3	NARANJA	74,93
4	MAGENTA	69,81
5	VERDE CLARO	62,48
6	ROJO	57,46
7	AMARILLO	52,3
8	CIÁN	47,14
9	VERDE OSCURO	42
4	MORADO	36,9
	TOTAL	**610,56**

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA

GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

IZENDAPENA
DENOMINACION

LONGITUD DE CABLEADO POR STRING

ESKALA
ESCALA S/E

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO
7

TRAMOS DEL TRAZADO

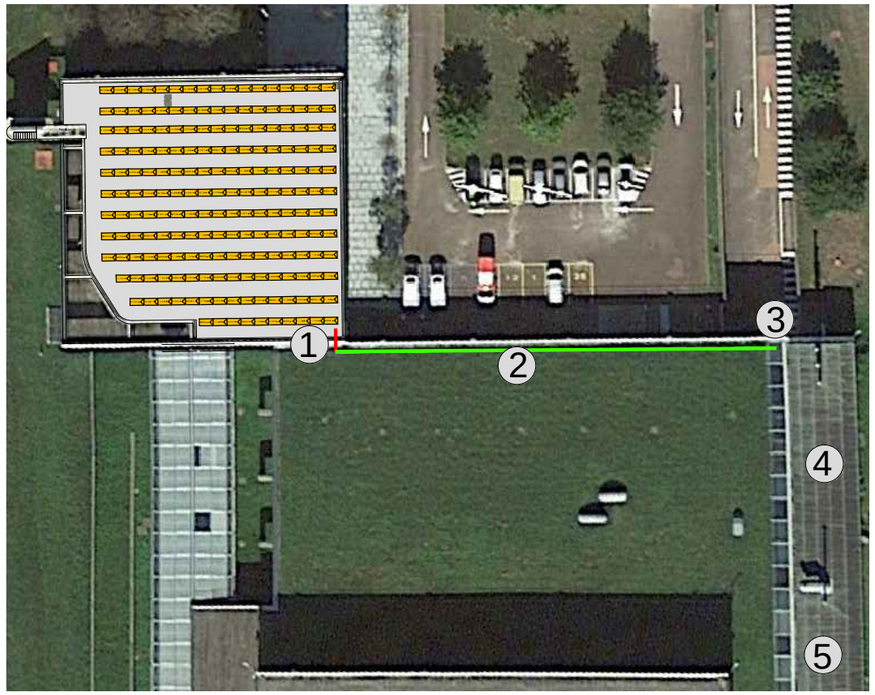
1 - Bajada a cubierta inferior por canaleta entre espacio entre ventanas

2 - Tramo por canaleta bajo panel metálico existente en cubierta inferior.

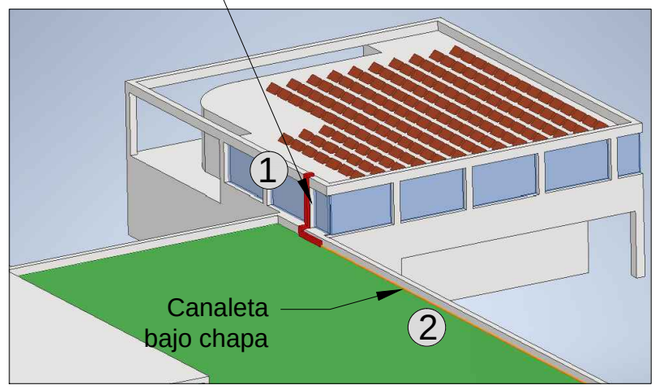
3 - Entrada a galería por espacio entre lamas

4 - Tramo de cableado en bandeja eléctrica a instalar en galería .

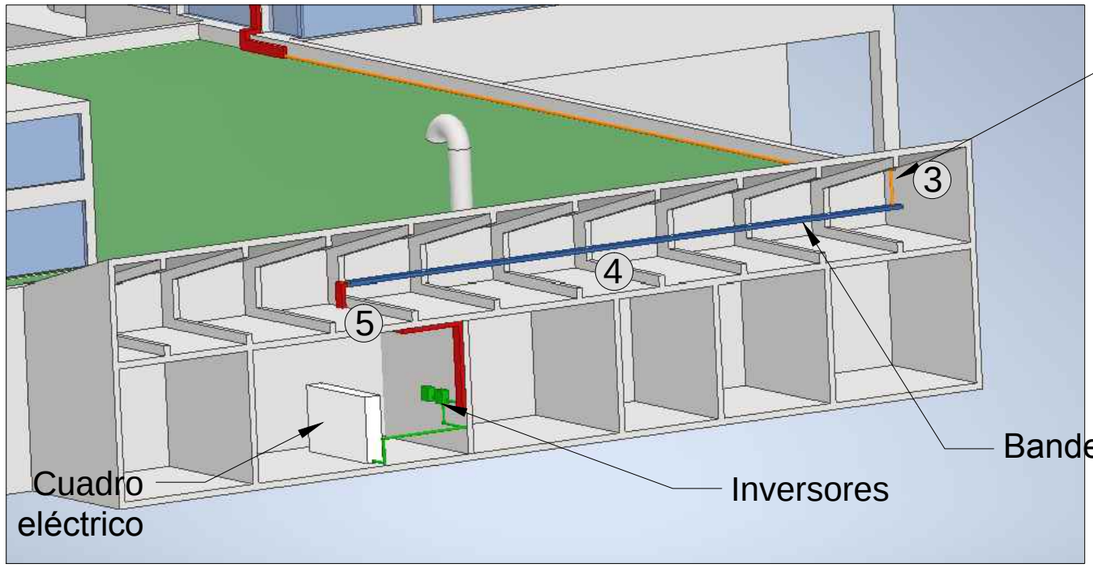
5 - Bajada a través del forjado al cuarto de inversores y cuadro eléctrico de conexión.



Planta trazado general



Detalle bajada a cubierta inferior y recorrido bajo chapa existente



Detalle de recorrido por galería y acceso a cuarto de inversores y conexión a cuadro eléctrico

Tramo de cable en canaleta a instalar

Tramo de cable en bandeja a instalar

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA — GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA / CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

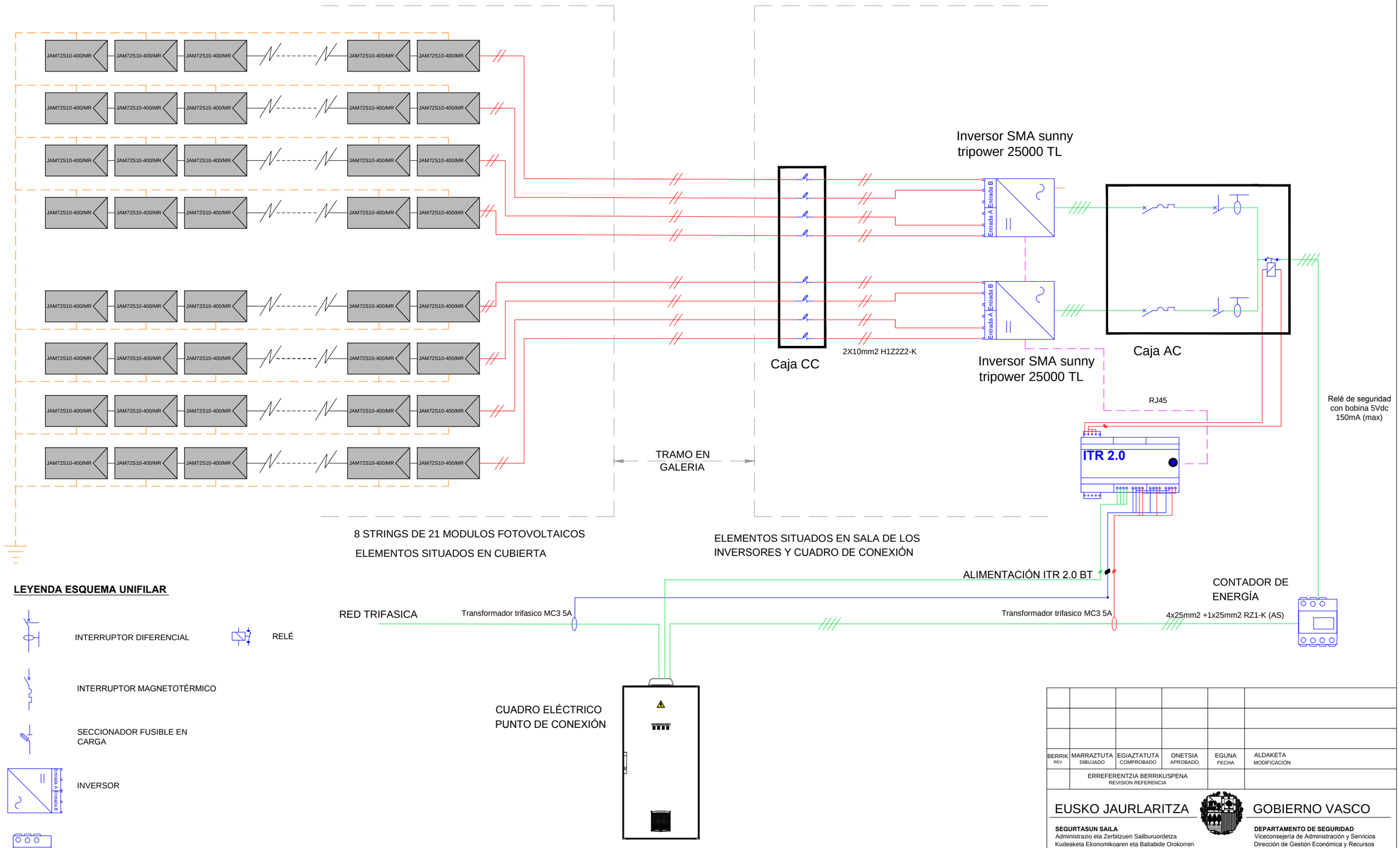
IZENDAPENA / DENOMINACION

TRAZADO DEL CABLEADO DE MODULOS FOTOVOLTAICOS HASTA INVERSORES Y CONEXIÓN A CUADRO ELÉCTRICO

ESKALA / ESCALA S/E

PLANO ZENBAKIA / NUMERO PLANO

8



LEYENDA ESQUEMA UNIFILAR

- INTERRUPTOR DIFERENCIAL
- RELÉ
- INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
- SECCIONADOR FUSIBLE EN CARGA
- INVERSOR
- CONTADOR ENERGIA
- CORRIENTE CONTINUA
- RJ45
- CORRIENTE ALTERNA
- TOMA DE TIERRA

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA — GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

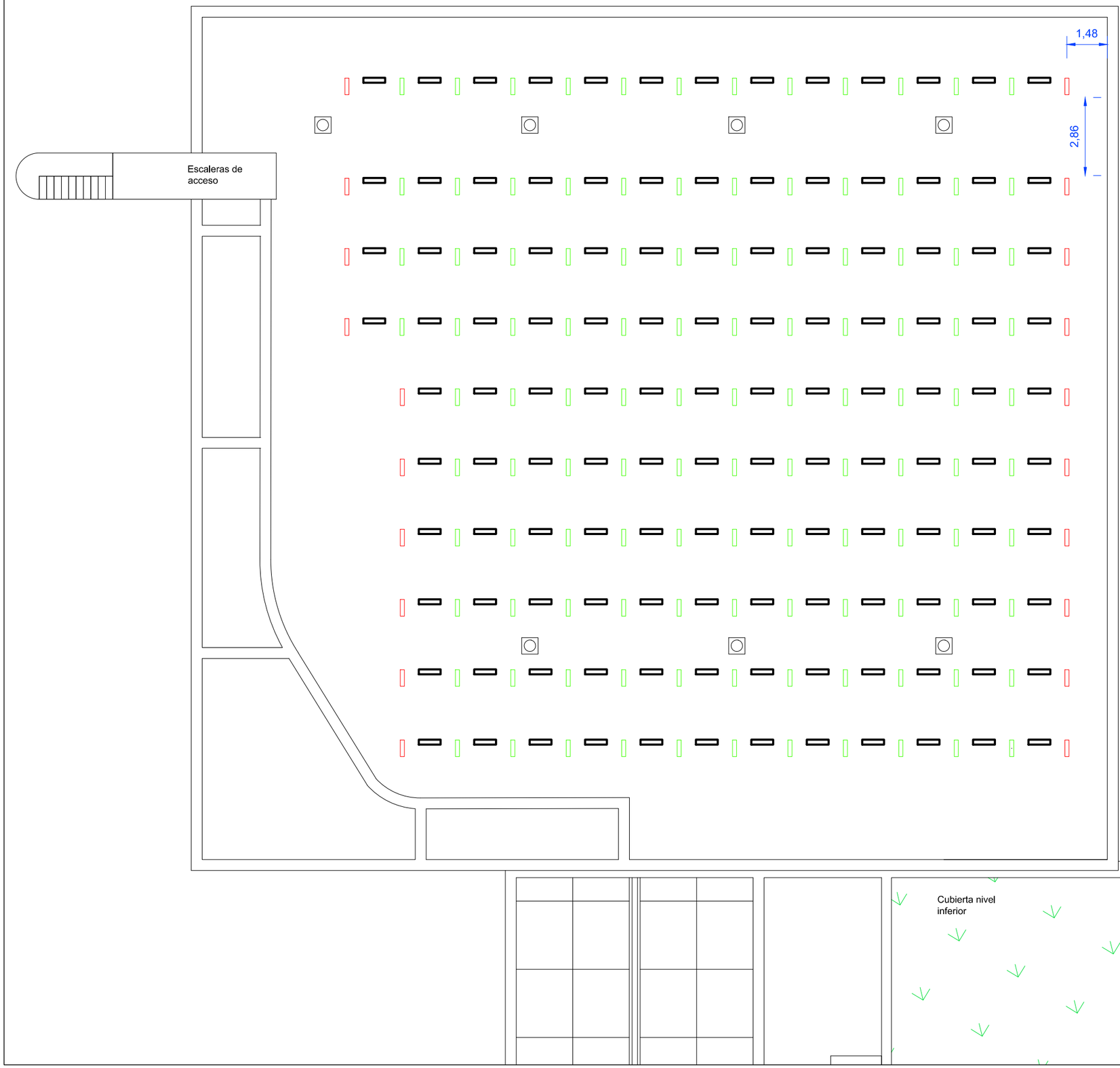
IZENDAPENA
DENOMINACION

ESQUEMA UNIFILAR

ESKALA
ESCALA S/E

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO

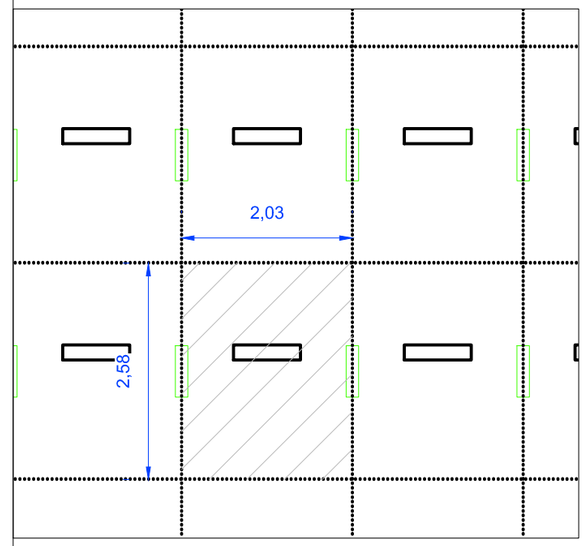
9

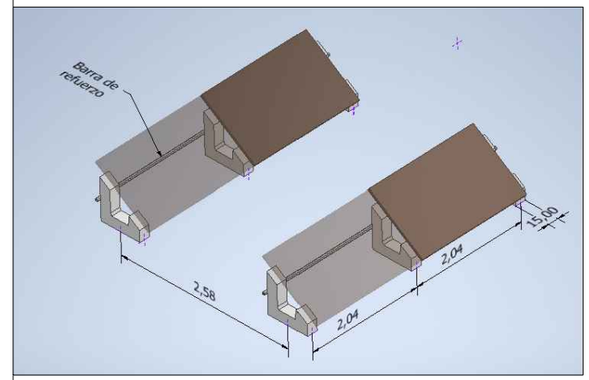


El peso de cada apoyo se reparte en una superficie de 2,03 x 2,58 mts. (5,23 m²)

Lo que supone una sobrecarga sobre la cubierta de:

$(\frac{60}{2} + \frac{60}{2} + 50 + 22{,}7)$ kg / 5,23 m² = **25,37 kg/m²**





BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA
SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

GOBIERNO VASCO
DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

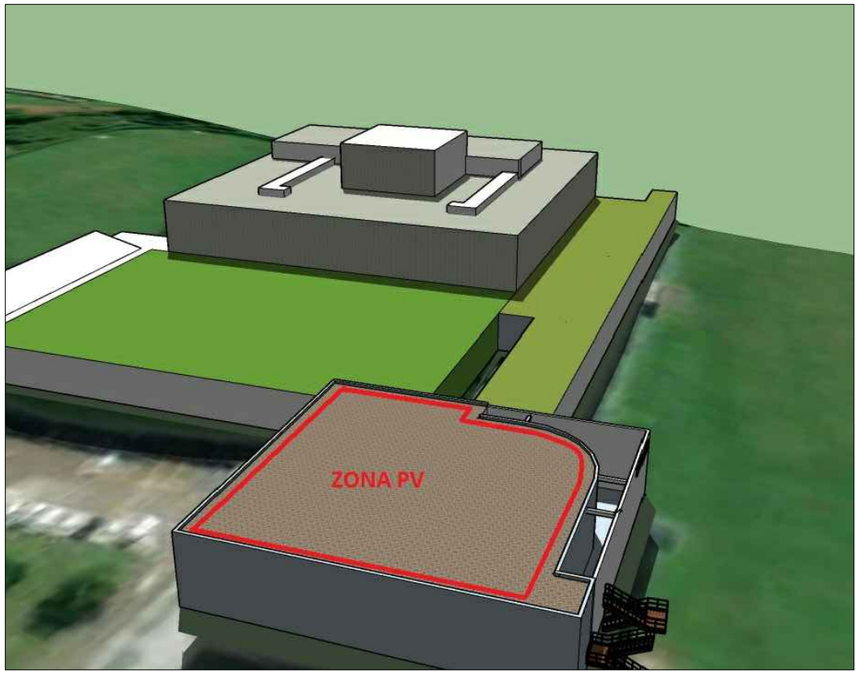
ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

IZENDAPENA
DENOMINACION

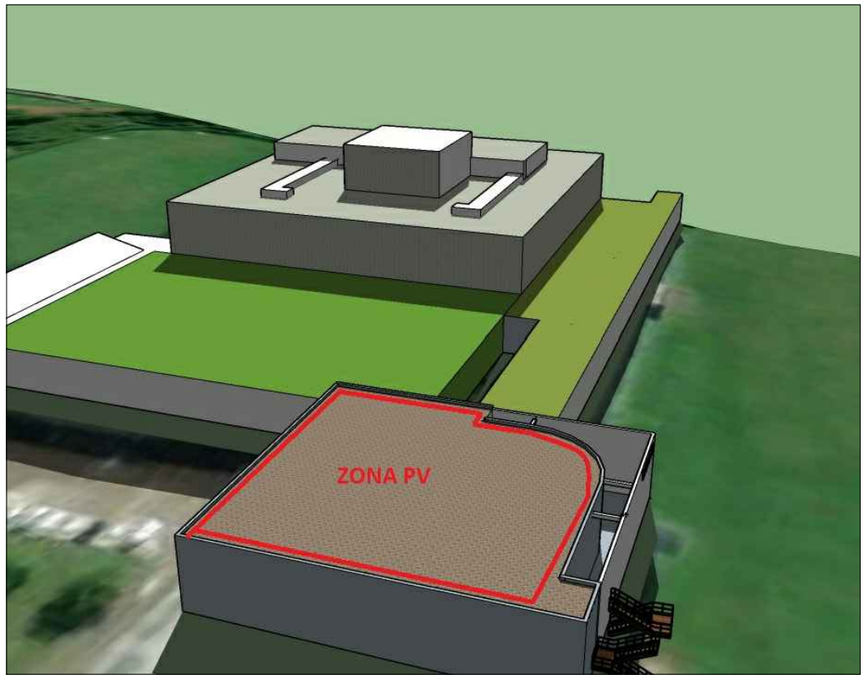
PLANO DE CARGAS

ESKALA
ESCALA 1/125

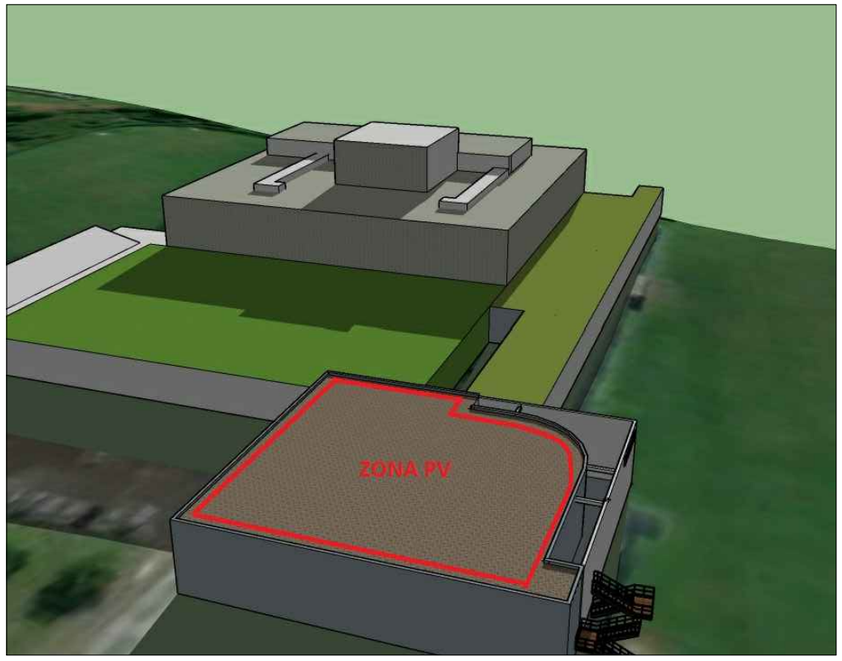
PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO
10



21-06-2019 12:00



20-03-2019 12:00



21-12-2019 12:00

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA

GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICO / URBANIZACION

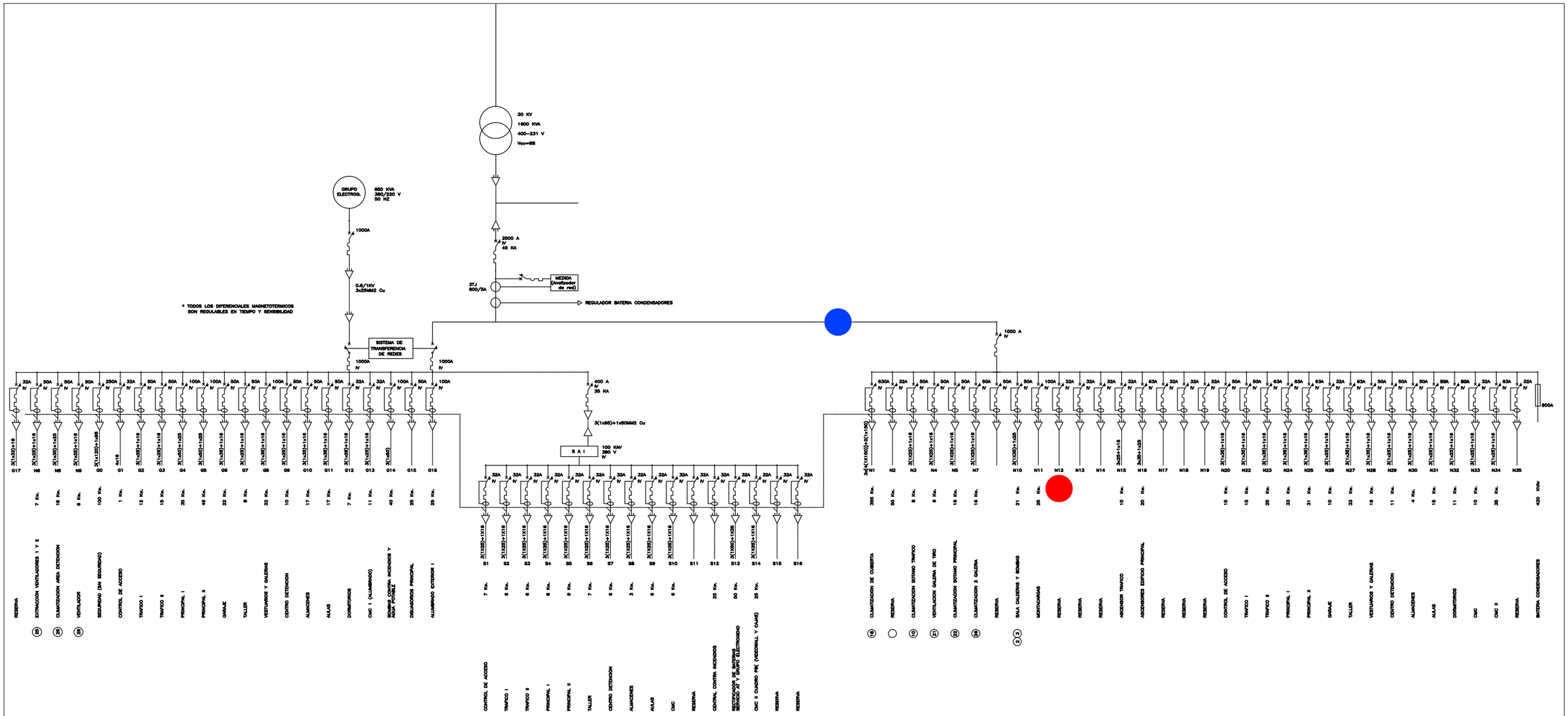
IZENDAPENA
DENOMINACION

SOMBRAS SOBRE CUBIERTA

ESKALA -
ESCALA

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO

11



KIT ANTIVERTIDO

PUNTO DE CONEXIÓN

BERRIK REV	MARRAZTUTA DIBUJADO	EGIAZTATUTA COMPROBADO	ONETSIA APROBADO	EGUNA FECHA	ALDAKETA MODIFICACIÓN
	ERREFERENTZIA BERRIKUSPENA REVISION REFERENCIA				

EUSKO JAURLARITZA

GOBIERNO VASCO

SEGURTASUN SAILA
Administrazio eta Zerbitzuen Sailburuordetza
Kudeaketa Ekonomikoaren eta Baliabide Orokorren Zuzendaritza

DEPARTAMENTO DE SEGURIDAD
Viceconsejería de Administración y Servicios
Dirección de Gestión Económica y Recursos Generales

ZENTROA
CENTRO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA CENTRAL DE OIARTZUN

ERAIKINA / URBANIZAZIOA
EDIFICIO / URBANIZACION

IZENDAPENA
DENOMINACION

PUNTO DE CONEXIÓN

ESKALA
ESCALA S/E

PLANO ZENBAKIA
NUMERO PLANO

12

7. ESTUDIO BÁSICO GENERAL DE SEGURIDAD Y SALUD.

7.1 OBJETO

En el presente estudio se establecen las principales directrices que el contratista tiene que cumplir para llevar a cabo las obras respetando las obligaciones mínimas referentes en la prevención de riesgos, de acuerdo con el apartado 2 del artículo 6 del Real decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el cual se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud a las obras de construcción.

Además pretende especificar los siguientes aspectos:

- Identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas necesarias.
- Relación de los riesgos labora les que no se puedan eliminar de acuerdo con el señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas a controlar y reducir los riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se protejan medidas alternativas (se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se realice y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real decreto).
- Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día y en las condiciones de seguridad y salud adecuadas, los previsibles trabajos posteriores.

7.2 MEMORIA DESCRIPTIVA

7.2.1 Oficios, materiales y equipos implicados.

El proceso de ejecución de la instalación implica los siguientes oficios y materiales:

- Oficios y actividades que intervendrán en la obra: capataz, oficial 1ª electricista, ayudante electricista, estructuristas, constructores y transportistas.

- Materiales a utilizar en la obra: paneles solares fotovoltaicos, inversores, material eléctrico en general (cables, cajas, interruptores...), estructuras metálicas (carriles, tornillos, piezas de anclaje...) y material de peletería (mortero, cemento...).
- Maquinaria prevista: camión transporte, camión desea, equipo para perforar, taladro, sierra circular, herramientas manuales y plataforma telescópica articulada.

7.2.2 Fases de ejecución.

Las fases en que se puede dividir la ejecución de la obra son: replanteo, acopio de materiales, montaje de la estructura, montaje de los paneles fotovoltaicos y cableados, instalación de equipos, inter -conexionado, pruebas sistema fotovoltaico, conexión a la red provisional y definitiva.

7.2.3 Señalización en obra.

Previo al inicio de las obras, dado que existirá un tránsito más o menos continuo de personal se acondicionarán y protegerán los accesos, señalizándolos adecuadamente y protegiendo el entorno de actuación con señalizaciones del tipo: • Prohibido el paso de toda persona ajena a la obra

- Uso obligatorio del casco de seguridad
- Prohibido aparcar en la zona de entrada de vehículos
- Carteles anunciadores de riesgo eléctrico y de incendio

Se habilitará una zona de viabilidad para que las obras no interrumpan el desarrollo normal de las actividades del promotor garantizando la seguridad de todos los agentes que puedan resultar afectados.

Se emplearán las señalizaciones homologadas de obligatoriedad, información y

Prohibición.

Habrá que coordinar los trabajos de la instalación solar con el resto de actividades constructivas que se desarrollarán. El objetivo será el de informar y advertir de la simultaneidad de las actividades y riesgos de las diversas actividades.

7.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS.

En el siguiente apartado se establecen los riesgos derivados de las fases de ejecución, actividades y oficios que se prevé que intervendrán en la obra.

A continuación se realiza una descripción de las actividades y después se definirán los riesgos en general, puesto que muchos son comunes por diferentes tipos de actividades.

7.3.1 Riesgos derivados del montaje de las estructuras.

El montaje de la estructura es un trabajo en altura. En una primera inspección se comprueba que la estructura soporta el peso del paso de las personas, y se aconseja desplazarse por encima de los perfiles que quedan definidos por agujeros ya hechos al panel.

Más adelante se remarcan los riesgos derivados de la utilización de la plataforma elevadora vertical necesaria para acceder al tejado.

Una vez en el tejado, se define el máximo riesgo como puede ser el de caída a diferente nivel, este se presenta sobre todo en las claraboyas existentes en las cubiertas de las naves.

Además, en todo el perímetro exterior de la cubierta, hay el riesgo de caer por la parte exterior de la nave. Se instalará una protección específica para las claraboyas en forma de pasarelas de resistencia similar a la de la propia cubierta.

También se montará una línea de vida para que los trabajadores y toda persona que circule por la cubierta, que estarán obligados a llevar arnés o como mínimo el cinturón de seguridad, se puedan atar en todas las zonas de trabajo, por último se dispondrá una red en todo el perímetro de la nave con riesgo de caída, que montará una empresa especializada en sistemas de seguridad para la construcción. Por otro lado, se plantea la opción de colocar una valla perimetral por una empresa especialista en sistemas de seguridad para la construcción.

7.3.2 Riesgos derivados del montaje eléctrico.

El montaje eléctrico consistirá en la colocación de los tubos, cables y protecciones así como la conexión a red de la misma. Incluye pues todas las actividades de empalmes, tendido de cable, conexiones...

Dado que los paneles los instalarán los estructuristas, los instaladores eléctricos tendrán que acceder a la cubierta para realizar los empalmes de las series y hacer las canalizaciones hasta donde se encuentran los inversores, serán de igual aplicación las medidas de protección ante el riesgo derivado de la estatura.

Dado que la cubierta se encuentra situada a unos metros del suelo, las canalizaciones que tienen que bajar desde la cubierta se tendrán que realizar en altura con la ayuda de una plataforma elevadora que estará disponible durante toda la obra. Por estos motivos se mantendrá la red en el perímetro de trabajo. Además, los electricistas tendrán que realizar trabajos sobre la escalera por encima de los 3,5 metros, por lo tanto tendrán que ir sujetados por un arnés que se atará a un punto de anclaje fijo, puesto que cualquier desequilibrio puede provocar una caída de consecuencias graves. (Atarse a partir de los 2 metros).

Cabe destacar que los paneles fotovoltaicos generan tensión a partir del momento que el sol irradia sobre las placas, por este motivo se tendrá que ir con cuidado de no tocar directamente un cable positivo y negativo de una misma serie, puesto que este hecho provocaría un cortocircuito sin protección. En caso de que esto sucediera, el riesgo es bajo puesto que las uniones se realizan con conectores macho-hembra recubiertos de plástico y los paneles tienen un grado de protección 2 contra contactos eléctricos indirectos. Se informará de este fenómeno a los trabajadores pero además, será necesario el uso de guantes de protección contra contactos eléctricos.

7.3.3 Riesgo derivado de las obras de fábrica en parámetros interiores.

Entenderemos por obras de fábrica cualquiera de las actividades (peletería, pintado...) que habrá que realizar en el edificio derivado de la instalación del generador solar ya sea por la colocación de la estructura y de las placas como por la instalación de las canalizaciones,

cableado y equipos eléctricos. Los riesgos serán los que se detallan a continuación puesto que por este tipo de actividad se pueden englobar muchos.

7.3.4 Riesgos derivados de los trabajos en altura.

Estas instalaciones se caracterizan por efectuarse sobre tejados de casas, naves y hoteles, a pesar de que también se pueden desarrollar al mismo nivel o sobre unas estructuras elevadas.

Es por este motivo que se adjunta el presente apartado, con el fin de establecer cómo se realizarán o pueden realizarse los diferentes trabajos en altura y sus elementos.

Consideramos trabajo en altura todas aquellas operaciones que se realicen por encima del nivel del suelo.

La mayor parte de los accidentes se deben a causas humanas o bien a causas materiales.

El principal riesgo es el de caída a diferente nivel; los equipos empleados en este tipo de trabajos son los siguientes: escaleras, andamios de borriquetes, andamios sobre ruedas, andamios colgados y exteriores y andamios tubulares.

7.3.5 Riesgos derivados de la maquinaria.

Los riesgos a terceros se refieren a la probabilidad y posibilidad de la existencia de un peligro para personas ajenas a la ejecución de las obras.

En el caso del proyecto estas serían el promotor de la obra, así como posibles personas que tengan que acceder al edificio o alrededores.

RIESGOS GENERADOS POR LAS ACTIVIDADES MENCIONADAS SON:

- Golpes: a personas por el transporte o disposición de piezas, por objetos, (maniobras de carga y descarga), por el transporte en suspensión de grandes piezas, por la carga a menajes verticales u horizontales durante las maniobras de servicio o golpes por herramientas manuales.
- Aplastamientos de manos o pies al recibir piezas.

- Caída de personas y objetos al mismo nivel o diferente nivel, desde la caja al suelo (andar sobre la carga; subir y bajar por lugares no previstos para tal efecto) y caídas al subir o bajar a la zona de mandos por lugares imprevistos.
- Trabas y torcidas.
- Vuelco de piezas.
- Contacto con la energía eléctrica, (sobrepasar los gálibos de seguridad bajo líneas eléctricas aéreas).
- Desprendimiento de la carga por deslizamiento peligroso.
- Ruido.
- Exposición a temperaturas extremas.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Cortes y heridas a manos y pies por manejo de piezas de hierro o de herramientas manuales o maquinaria.
- Quemaduras.
- Sobresfuerzos en general y por posturas forzadas.
- Incendio por instalación incorrecta de la red eléctrica.
- Electrocución o quemaduras por la mala protección de los cuadros eléctricos o por falta de precaución.
- Explosión de los grupos de transformación.
- Incendio por incorrecta instalación de la red eléctrica.
- Riesgos inherentes a los trabajos realizados en su proximidad.
- Atropello de personas por: maniobras en retroceso; ausencia de señales; errores de planificación; carencia de señalización o ausencia de semáforos.
- Vuelco del camión al intentar superar obstáculos del terreno; errores de planificación.
- Atropello de personas por maniobras en retroceso, ausencia de señales o espacio angosto.
- Atrapamientos maniobres de carga - descarga y durante maniobras de ubicación.
- Choques al entrar y salir de la obra por maniobras en retroceso, falta de visibilidad, ausencia de señalización o ausencia de semáforos.

- Vuelco del camión al: superar obstáculos, fuertes pendientes, medias vertientes o desplazamiento de la carga.
- Proyección de partículas por: viento o movimiento de la carga.
- Atrapamiento entre objeto, permanecer entre la carga en los desplazamientos del camión.
- Contacto con la corriente eléctrica, caja izada bajo líneas eléctricas.

7.4 MEDIDAS PREVENTIVAS.

- Se realizará una limpieza diaria de los elementos sobrantes, alambres, recortes...
- La circulación, carga y descarga de material se realizará en las zonas señalizadas.
- Las superficies estarán limpias de materiales o herramientas que puedan obstaculizar las maniobras de instalación.
- Señalización de la zona de obras, impidiendo el acceso a personas ajenas a las obras.
- Señal acústica marcha atrás.
- El montaje de aparatos eléctricos se hará siempre por personal especializado, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.
- Se prohíbe la conexión de cables a los cuadros de suministro eléctrico de la obra, sin la utilización de las clavijas macho-hembra.
- La realización del cableado, cuelgue y conexión de la instalación eléctrica sobre escaleras de mano se hará una vez instalada una red de seguridad entre la planta techo y de apoyo en la que se realizan los trabajos, para eliminar el riesgo de caída desde altura.
- Las herramientas a utilizar para electricistas instaladores, estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos con la energía eléctrica.
- Las herramientas de los instaladores eléctricos con aislamiento deteriorado serán retiradas y sustituidas por otras en buen estado, de forma inmediata.
- Se prohíbe la utilización de escaleras de mano o de borriquetes, en lugares con riesgo de caída desde altura durante los trabajos de electricidad, si antes no se han instalado las protecciones de seguridad adecuadas.

- Para evitar la conexión accidental a la red de la instalación eléctrica del edificio, el último cableado que se hará será el que va del cuadro general al de la compañía suministradora, guardando en lugar seguro los mecanismos necesarios para la conexión, que serán los últimos en instalarse.
- Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica serán anunciadas a todo el personal de la obra antes de empezar, para evitar accidentes.
- Antes de hacer entrar en carga la instalación eléctrica, se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y empalmes de los cuadros generales eléctricos directos o indirectos, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Las escaleras de mano a utilizar, serán del tipo tijera, con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas. Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de caballetes, para evitar riesgos para trabajos sobre superficies inseguras y estrechas. Se realizará una limpieza diaria de los elementos sobrantes, alambres, recortes...
- Se revisarán periódicamente los elementos de elevación y sujeción.
- La circulación, carga y descarga de material se realizará en las zonas y por las zonas señalizadas.

Cada equipo se sujetará de la manera más fija posible.

- Se dispondrá de una plataforma de trabajo en la altura adecuada.
- Se tenderán cables de seguridad ligados a elementos estructurales sólidos, en los que enganchar el mosquetón de seguridad de los trabajadores.
- La circulación, carga y descarga de material se realizará en las zonas y por las zonas señalizadas.
- En caso de presencia de un fuerte viento o condiciones climatológicas adversas, se paralizarán los trabajos hasta que las condiciones ambientales hayan mejorado.
- Las superficies estarán limpias de materiales o herramientas que puedan obstaculizar las maniobras de instalación. En ningún caso se accederá a la cubierta o en cualquier

lugar elevado sin los correspondientes medios de seguridad: arnés, cuerdas, andamios, etc...

7.5 PROTECCIONES INDIVIDUALES Y COLECTIVAS.

A continuación, se mencionan las protecciones individuales y colectivas necesarias:

EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL:

- Casco de seguridad para uso normal, contra golpes, de polietileno, con un peso máximo de 400g (UNE EN 812:98).
- Ropa de trabajo adecuada al tipo de actividad.
- Gafas de seguridad anti impactos estándar, con montura universal, con visor transparente y tratamiento contra el empañamiento.
- Par de guantes de material aislante para trabajos eléctricos. Clase 00. Logotipo color beige, tensión máxima 500V (UNE EN 420:95).
- Par de botas dieléctricas resistentes a la humedad, de piel rectificada, con envolvente del tobillo acolchado, suela antideslizante y antiestática, cuña amortiguadora para el talón, lengüeta de fuelle, de desprendimiento rápido, sin herramienta metálica, con puntera reforzada, homologadas según DIN 4843 Sistema anti caída compuesto por un arnés anti caída (marcado en 361) con tirantes, bandas secundarias, bandas para glúteo, bandas de muslo, apoyo dorsal para sujeción, elementos de ajuste, elemento dorsal para sujeción, elementos de ajuste, elemento dorsal de enganche de arnés anti caída y hebilla, incorporado a un subsistema anti caída de tipo deslizante sobre línea de anclaje flexible de longitud 10m (marcado en 353-2) (UNEEN 361:93, UNE en 362:93, UNE EN 364 : 93 + erratum 94, UNE EN 365:93 y UNE EN 353-2:93).
- Sistema de sujeción en posición de trabajo y prevención de pérdida de equilibrio, compuesto por una parte de cintura, hebilla, apoyo dorsal elementos de enganche, conector, elemento de amarre del sistema de ajuste de longitud (marcado en 362) (UNE EN 358:93, UNE EN 362:93, UNE EN 354:93, UNE EN).
- Aparato de anclaje para equipo de protección individual contra caída de altura (UNE 1 EN 795:97).

- Arnés de asiento solidario a equipo de protección individual contra caída de altura (UNE 1 EN 795:97).
- Faja de protección dorso - lumbar.
- Chaleco, para señalita, con tiras reflectantes en la cintura, el pecho y la espalda (UNE EN 471:95 + erratum: 96).
- Traje impermeable para trabajos de edificación con chaqueta, capucha y pantalones para edificación, de PVC soldado de 0,3 mm de espesor (UNEEN 340:94).
- Alfombra aislante
- Comprobantes de tensión
- Herramientas aislantes
- Lanzas aislantes.
- En todos los trabajos en altura en que no se disponga de protección de barandillas o dispositivos equivalentes, se empleará cinturón de seguridad para el que obligatoriamente se han previsto puntos fijos de amarre.

PROTECCIONES COLECTIVAS:

- Protección colectiva vertical del perímetro de los tejados mediante una barandilla.
- Cable fiador para el cinturón de seguridad fijado en anclajes de servicio y con el desmontaje incluido. Disposición de una línea de vida. Pantalla de protección para trabajos expuestos al viento, de altura 2,5 m de plancha nervada de acero galvanizada, tornapuntas de perfiles de acero cada 1,5 m anclados con hormigón y con el desmontaje incluido.
- Escala portátil dieléctrica de poliéster y fibra de vidrio de altura 2,5 m y de largo 3,5 m.
- Cinta de balizamiento.
- Señalización de las obras, indicando las actividades que se desarrollan, los riesgos existentes y la localización de los diferentes puntos de acceso, zonas de paso, acopio de materiales... Para lograrlo se utilizarán carteles informativos, señales, placas, rótulos, marcas pintadas...

7.6 OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.

En base a la aplicación de este estudio y del artículo 7º, el contratista ha de elaborar un Plan de Seguridad y Salud específico para la obra considerando las disposiciones establecidas.

El promotor deberá de efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, que se redactará de acuerdo a lo que se detalla en el Anexo III del R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, habiendo de exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuese necesario.

7.7 COORDINADORES EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD.

La designación de los coordinadores en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona.

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones: Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.

1. Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y el personal participante apliquen de forma coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, durante la ejecución de la obra y en particular, en les actividades a que se refiere el artículo 10 del R.D.1627/1997.
2. Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista, y en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
3. Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
4. Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
5. Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuese necesaria la designación de un coordinador.

7.8 SEÑALIZACIÓN.

7.8.1 Señales de obligación.



Imagen 35. Señalización de obligación

7.8.2 Señales de advertencia.



Imagen 36. Señalización de advertencia.

8. GESTIÓN DE LOS RESIDUOS GENERADOS EN OBRA.

Los residuos generados en esta obra serán:

- Restos de material construcción.
- Restos de tierra de material por zanja.
- Papel y cartón, procedente de los envoltorios de los paneles y inversor.
- Palés de madera para transporte de material.
- Restos de acero procedente de la tornillería.
- Restos aluminio perfiles estructura soporte.
- Cobre y restos de cableado procedentes de los trabajos de la instalación eléctrica.

El volumen de residuo será pequeño debido a que no se producirán grandes movimientos de tierra, demoliciones o actividades susceptibles de generar contaminación.

El volumen aproximado de cada residuo total por los nueve centros será:

- Restos de material construcción: 0,1 m^3 o inferior
- Restos de tierra de material por zanja: 2m^3 o inferior (para arqueta de toma tierra)
- Papel y cartón, procedente de los envoltorios de los paneles e inversores:3m^3 o inferior
- Palés madera para transporte de material: 2m_3 o inferior
- Restos de acero procedente de la tornillería:0,3 m_3 o inferior
- Restos aluminio perfiles estructura soporte:0,3 m_3 o inferior
- Cobre y restos cableado procedentes de los trabajos de la instalación eléctrica: 0,3m_3 o inferior

En todo caso, todos los residuos generados en la obra serán recogidos y transportados por un Gestor de Residuos Autorizado.

9. PLIEGO DE CONDICIONES.

9.1 OBJETO.

Este Pliego de Condiciones Técnicas Particulares, forma parte de la documentación del presente proyecto de referencia y regirá las obras para la realización del mismo, determinando las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de la Instalación Fotovoltaica conectada a la red, acorde a lo estipulado por la legislación vigente.

9.2 CONDICIONES GENERALES.

En las presentes condiciones técnicas se especifican las que deben cumplir las distintas unidades de obra y materiales. Se indicarán, asimismo, los ensayos y mediciones que se llevarán a cabo sobre las unidades de obra terminadas, señalándose las tolerancias.

Los ensayos y pruebas verificadas durante la ejecución de los trabajos, no tienen otro carácter que el de simples recepciones provisionales. Por consiguiente, la admisión de materiales o de unidades de obra, que en cualquier forma o momento se realice, no exonera de la obligación que el Contratista contrae de garantizar la obra hasta la recepción definitiva de la misma. Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos, así como de la conservación y buen uso de los materiales acopiados, bien sea por el propio contratista, como por parte de la propiedad. En el montaje se emplearán herramientas no cortantes para evitar que puedan dañar el aluminio o galvanizado de los cables y herrajes. Se prohíbe golpear los bulones o tornillos para que entren en sus orificios respectivos. Todos los tornillos quedarán bien apretados para evitar que se aflojen.

El personal del Contratista deberá usar todos los dispositivos, herramientas y prendas de seguridad exigidos, tales como: casco, guantes de montador, cinturón de seguridad, pértiga, banquetas aislantes, etc.

9.3 RECONOCIMIENTO DE LAS OBRAS.

Antes de la recepción de las obras el Contratista retirará de las mismas, hasta dejarlas totalmente limpias y despejadas, todos los materiales sobrantes, restos, embalajes, bobinas de cables, medios auxiliares, tierras sobrantes de las excavaciones y rellenos, escombros, etc.

Se comprobará que los materiales coinciden con los admitidos por el proyecto de ejecución. Igualmente se comprobará que la construcción de las obras de fábrica, la realización de las obras de tierra y el montaje de todas las instalaciones eléctricas y mecánicas han sido ejecutadas de modo correcto y terminadas y rematadas completamente.

Después de efectuado este reconocimiento y de acuerdo con las conclusiones obtenidas, se procederá a realizar los ensayos que se indican en los artículos siguientes.

9.4 MEDICIÓN DE LA OBRAS

Las obras ejecutadas se medirán por su volumen, peso, superficie, longitud o simplemente por el número de unidades, de acuerdo con la definición de unidades de obra que figura en el presupuesto, y se abonarán a los precios señalados en el mismo.

En los precios del Presupuesto se consideran incluidos:

- Los materiales con todos sus accesorios a los precios resultantes a pie de obra que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- La mano de obra, con sus pluses y cargas más seguros sociales, que interviene directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- En su caso, los gastos de personal, combustible, energía, amortización, conservación, etc., de la maquinaria que se prevé utilizar en la ejecución de la unidad de obra.
- Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes y talleres; los del personal técnico y administrativo adscrito e exclusivamente a la obra; los causados por los medios y obras auxiliares, los ensayos

de los materiales y los detalles imprevistos, que al ejecutar las obras deban ser utilizados o realizados.

9.5 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

9.5.1 Componentes y materiales

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

9.5.1.1 Módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la

norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito l cliente, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del 0/+5W del correspondiente valore nominal de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Será deseable una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador. Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

9.5.1.2 Estructuras y soportes.

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre superficie plana (o cubierta), cumpliendo lo especificado sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

9.5.1.3 Inversores.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el

generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Auto-conmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

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

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

9.5.1.4 Cableado.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua tendrá un aislamiento adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

9.5.2 Condiciones de ejecución y montaje.

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos, así como de la conservación y buen uso de los materiales que se aporten.

9.5.2.1 Estructuras y soportes.

En la recepción se comprobará que las estructuras tienen un aspecto uniforme y no presentarán grietas, defectos superficiales, ni desprendimientos en el recubrimiento y que las aristas carecen de melladuras.

Antes de realizar el montaje de las estructuras se realizará un control dimensional de las piezas. Se comprobará que la estructura aporta certificado con el resultado de los ensayos previstos en la norma UNE 38-010.

Las estructuras se ubicarán en el lugar determinado por los planos y se lastrara al terreno con seguridad de forma firme.

Se comprobará que los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos, superiores a las permitidas por el fabricante.

El almacenaje se realizará en lugar protegido de lluvias, focos de humedad e impactos. No estará en contacto directo con el suelo. Al finalizar la ejecución se realizará retirada de obra de todo el material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, mediante un gestor de residuos autorizado.

9.5.2.2 Módulos fotovoltaicos.

En la recepción, se comprobará con el amperímetro y voltímetro, que la intensidad y la tensión que producen, cada uno de los módulos fotovoltaicos, se ajusta a las especificaciones del fabricante, registrándose las medidas resultantes y entregándose las mismas a la dirección facultativa. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se situarán junto a la estructura de cada línea.

Durante el montaje del generador fotovoltaico se mantendrán los seccionadores abiertos y se cubrirán las caras frontales de los paneles con material opaco antes de realizar las conexiones eléctricas o abrir la caja de terminales.

Se identificarán los conductores eléctricos con colores y numeración para su posterior conexión, verificando cuidadosamente antes de hacer cada conexión si la polaridad es correcta.

El conexionado eléctrico se aislará e impermeabilizará correctamente, el grado de protección resultante de las conexiones será IP 535 (Norma UNE 20-324). Las conexiones eléctricas serán siempre embornadas.

Al finalizar la interconexión de cada inversor se colocarán señales de peligro eléctrico, distribuidas adecuadamente, y a una distancia máxima de 7 metros entre ellas, en lugares visibles. Previamente se colocarán señales en las puertas de acceso a la instalación.

Los operarios que trabajen en el montaje de los módulos fotovoltaicos usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en las suelas.

El almacenaje se realizará en lugar protegido de lluvias, focos de humedad e impactos. No estará en contacto directo con el suelo. Al finalizar la ejecución se realizará retirada de obra de todo el material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, c mediante un gestor de residuos autorizado.

9.5.2.3 Inversores y cableado.

En la recepción, los inversores se inspeccionarán para determinar si hubo daños durante el transporte.

Se identificarán los conductores eléctricos con colores y numeración para su posterior conexión, verificando cuidadosamente antes de hacer cada conexión si la polaridad es correcta. El conexionado eléctrico se aislará e impermeabilizará correctamente, el grado de

protección resultante de las conexiones será IP 535 (Norma UNE 20-324). Las conexiones eléctricas serán siempre embornadas. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

Se evitará que pudieran ponerse en contacto los conductores de c.c. con los de c.a., mediante separación de circuitos. Primero se realizará el interconexionado en c.c.

Los conductores que discurran sobre el suelo bajo tubo, fijándose estos mediante abrazaderas metálicas o plastificadas y se asegurará que su colocación imposibilita el enganche por el tránsito del personal Los equipos electrónicos y aparatos incluidos en la instalación cumplirán las condiciones de seguridad de la Norma UNE 20-5141, que le sean aplicables.

Los operarios que trabajen en el conexionado y en el montaje de los inversores, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en las suelas. En caso de lluvia se suspenderá el montaje de los inversores. El almacenaje se realizará en lugar protegido de lluvias, focos de humedad e impactos. No estará en contacto directo con el suelo. Al finalizar la ejecución se realizará retirada de obra de todo el material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

9.5.2.4 Medidas de seguridad.

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

9.6 RECEPCIÓN Y PRUEBAS.

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Legalización de la instalación.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

9.7 GARANTÍAS.

9.7.1 Ámbitos generales de garantía.

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

9.7.2 Ámbitos generales de garantía.

De modo particular, los siguientes elementos más característicos de la instalación, contaran como mínimo con las siguientes garantías:

- Módulos Fotovoltaicos
    - 12 años de garantía de producto.
    - 25 años de garantía de producción.
- Inversor fotovoltaico:
    - 5 años de garantía.

9.7.3 Plazos.

Los plazos a aplicar, serán como mínimo según la legislación vigente.