

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



"INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
DE 237,6 kW_p PARA AUTOCONSUMO SIN
EXCEDENTES Y RECARGA DE
VEHICULOS ELÉCTRICOS"

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Marzo - 2024

AUTOR: Pedro Antonio Olmeda Atienzar

DIRECTOR/ES: Alberto Martinez Sentana

INDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA	7
1.1. ANTECEDENTES	7
1.2. OBJETO DEL PROYECTO	8
1.3. ALCANCE DEL PROYECTO	8
1.4. REGLAMENTACIÓN Y NORMAS TÉCNICAS CONSIDERADAS	9
1.5. INFORMACIÓN INICIAL	11
1.6. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	12
1.7. ESTUDIOS PREVIOS	13
1.7.1. ESTUDIO DE CONSUMOS	13
1.7.2. ESTUDIO DE IRRADIACIÓN	18
1.7.3. ESTUDIO DE GENERACIÓN	20
1.8. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN	23
1.9. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	24
1.9.1. SUPERFICIE	25
1.9.2. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO	25
1.9.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO	26
1.9.4. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
1.9.5. INVERSORES	32
1.9.6. ESTRUCTURA SOPORTE	36
1.9.7. CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS EN CADENAS	38
1.9.8. CARGADORES DE VEHÍCULO ELÉCTRICO	40
1.9.9. CUADROS ELÉCTRICOS	42
1.9.10. LÍNEAS ELÉCTRICAS	45
1.9.11. BANDEJAS Y TUBOS DE PROTECCIÓN	47
1.9.12. PUESTA A TIERRA	50

1.9.13.	SISTEMA ANTIVERTIDO.....	55
1.9.14.	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL	56
1.9.15.	PUNTO DE CONEXIÓN A LA INSTALACIÓN EXISTENTE	58
1.9.16.	INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.....	59
1.9.17.	OBRA CIVIL	59
1.9.18.	INSTALACIÓN DE ESCALERAS DE ACCESO A CUBIERTAS Y LÍNEAS DE VIDA	59
1.9.19.	GESTIÓN DE RESIDUOS.....	62
2.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	63
2.1.	DIMENSIONAMIENTO DEL NÚMERO DE MÓDULOS POR CADENA 63	
2.2.	CÁLCULO DE LA SECCION DE LOS CONDUCTORES.....	68
2.2.1.	CRITERIO DE DISEÑO.....	68
2.2.2.	FÓRMULAS GENERALES DEL CÁLCULO	73
2.2.3.	CÁLCULO DE SECCIÓN DEL TRAMO DC	76
2.2.4.	CÁLCULO DE SECCIÓN DEL TRAMO AC.....	80
2.3.	SELECCIÓN DE PROTECCIONES	83
2.4.	PUESTA A TIERRA	85
2.4.1.	RESISTENCIA DE LAS TOMAS DE TIERRA.....	85
2.4.2.	CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....	86
2.5.	PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBREADO... 87	
2.5.1.	CÁLCULO PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.... 87	
2.5.2.	CÁLCULO PÉRDIDAS POR SOMBREADO.....	90
2.6.	CÁLCULO DE GENERACIÓN	91
2.6.1.	PARAMETROS DEL CÁLCULO.....	91
2.6.2.	FORMULAS GENERALES DEL CÁLCULO	93
2.6.3.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	95

2.7.	CÁLCULO DE REDUCCIÓN POTENCIAL DE EMISIONES.....	98
3.	PLANIFICACIÓN.....	100
3.1.	CONSIDERACIONES DE LA PLANIFICACIÓN	100
3.2.	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN	101
3.3.	PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	101
4.	ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	104
4.1.	OBJETO.....	104
4.2.	JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	104
4.3.	NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES	105
4.3.1.	LIBRO DE LICENCIAS	105
4.3.2.	NORMAS ESPECÍFICAS	107
4.4.	CONDICIONES AMBIENTALES.....	108
4.5.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA	108
4.5.1.	DESCRIPCIÓN DE LA OBRA Y SITUACIÓN.....	108
4.5.2.	SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	109
4.5.3.	SUMINISTRO DE AGUA POTABLE.....	109
4.5.4.	ACCESOS A LA INSTALACIÓN.....	109
4.5.5.	SERVICIOS HIGIÉNICOS Y ZONAS DE DESCANSO	109
4.5.6.	ZONAS DE ACOPIO DE MATERIAL Y RESIDUOS.....	110
4.5.7.	SERVIDUMBRE Y CONDICIONANTES.....	110
4.6.	FORMACIÓN Y PRIMEROS AUXILIOS	110
4.6.1.	FORMACIÓN EN SEGURIDAD Y SALUD	110
4.6.2.	RECONOCIMIENTO MÉDICO	111
4.6.3.	ENFERMEDADES PROFESIONALES.....	111
4.7.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS QUE COMPONEN LA OBRA.....	111
4.8.	HERRAMIENTAS EMPLEADAS	112

4.9. RIESGOS NO EVITABLES PRESENTES EN LA OBRA POR OPERACIONES	113
4.9.1. GENERALES.....	113
4.9.2. PROCEDIMIENTOS DE LA OBRA.....	114
4.9.3. OPERACIONES DE MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	114
4.10. RIESGOS NO EVITABLES PRESENTES EN LA OBRA POR MAQUINARIAS Y MEDIOS AUXILIARES	116
4.11. RIESGOS PARTICULARES	118
4.11.1. SOBRECARGA MÁXIMA ADMISIBLE SOBRE CUBIERTA ...	118
4.11.2. ACCESO A CUBIERTA.....	119
4.11.3. USO DE ARNÉS ANTICAIDAS.....	119
4.11.4. IZADO Y DESCARGA DE SOPORTES Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTA.....	119
4.11.5. RIESGOS A TERCEROS.....	120
4.12. MEDIDAS PREVENTIVAS.....	121
4.12.1. GENERALES	121
4.12.2. OPERACIONES DE MONTAJE	132
4.12.3. MEDIOS AUXILIARES	134
4.13. ASISTENCIA A ACCIDENTADOS.....	140
4.14. EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL Y COLECTIVOS	140
4.15. TRABAJOS POSTERIORES	143
5. PLANOS.....	145
5.1.1. UBICACIÓN.....	145
5.1.2. REFERENCIA CATASTRAL.....	145
5.2.1. IMPLANTACIÓN GENERAL.....	145
5.2.2. ZONAS DE ACCESO.....	145
5.2.3. ZONAS SOMBREADAS	145

5.2.4.	LÍNEAS DE VIDA.....	145
5.3.1.	ESTRUCTURA COPLANAR.....	145
5.4.1.	CANALIZACIONES EN CUBIERTA.....	145
5.4.2.	CONFIGURACIÓN DE STRINGS.....	145
5.4.3.	CABLEADO	145
5.4.4.	DETALLE INSTALACIÓN INTERIOR.....	145
5.4.5.	DETALLE INSTALACIÓN CARGADORES.....	145
5.5.1.	ESQUEMA UNIFILAR.....	145
6.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	159
6.5.	OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	159
6.6.	GENERALIDADES.....	159
6.7.	DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	160
6.8.	CONDICIONES DE LOS MATERIALES	160
6.8.1.	GENERALIDADES	160
6.8.2.	SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	161
6.8.3.	ESTRUCTURA SOPORTE.....	162
6.8.4.	INVERSORES	162
6.8.6.	CANALIZACIONES	164
6.8.7.	CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....	165
6.8.8.	IDENTIFICACIÓN DE CONDUCTORES.....	167
6.8.9.	PROTECCIONES	168
6.8.10.	PUESTA A TIERRA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	
	169	
6.9.	RECONOCIMIENTO DE LAS OBRAS.....	169
6.10.	RECEPCIÓN Y PRUEBAS	170
6.11.	MANTENIMIENTO Y USO.....	171

7.	PRESUPUESTO	172
7.1.	MEDICIONES	172
7.2.	PRECIOS UNITARIOS.....	176
7.3.	RESUMEN PRESUPUESTO	181
8.	ANEXOS	182
8.1.	ANEXO I: ANÁLISIS DE CONSUMOS.....	183
8.2.	ANEXO II: ESTUDIO DE IRRADIACIÓN	185
8.3.	ANEXO III: CÁLCULOS DE GENERACIÓN	189
8.4.	ANEXO IV: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	198
8.5.	ANEXO V: CRONOGRAMA.....	200
8.6.	ANEXO VI: VIABILIDAD ECONÓMICA.....	201
8.7.	ANEXO VII: FICHAS TÉCNICAS	206



1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. ANTECEDENTES

En los últimos años, se ha podido observar un crecimiento significativo en la demanda de energía eléctrica a nivel mundial. A medida que la población aumenta y se desarrollan nuevas industrias, la necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero se ha vuelto una prioridad para la sociedad.

Esto ha llevado a una búsqueda de alternativas energéticas más sostenibles y eficientes, y en este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una opción viable y rentable para la generación de electricidad gracias al avance en las tecnologías fotovoltaicas y la reducción de los costes de producción.

En este contexto, el concepto de instalación fotovoltaica para autoconsumo sin entregas de excedentes a la red ha surgido como una solución atractiva. Este enfoque consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos y consumirla directamente en el lugar de producción, sin enviar excedentes a la red eléctrica.

Además, los costes asociados con la energía convencional, como los combustibles fósiles, continúan aumentando, lo que crea una mayor motivación para buscar alternativas más económicas y sostenibles. La instalación de sistemas fotovoltaicos ofrece una fuente de energía limpia y renovable, reduciendo así la dependencia de los combustibles fósiles y disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Es importante destacar que los gobiernos y las organizaciones internacionales han establecido políticas y metas ambiciosas para fomentar la adopción de energías renovables. Incentivos fiscales, programas de tarifas de alimentación y subsidios están siendo implementados para promover la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, incluyendo la energía solar fotovoltaica.

1.2. OBJETO DEL PROYECTO

El siguiente proyecto tiene como objeto describir las características, tanto técnicas como económicas, de una instalación fotovoltaica para autoconsumo sin entregas de excedentes a la red sobre las cubiertas existentes de una nave industrial para abastecer parte del consumo eléctrico, contando con una instalación de recarga de vehículos eléctricos para suministrar energía a la flota de automóviles de la empresa en horario laboral.

La instalación solar fotovoltaica como fuente de energía renovable, permitirá un importante grado de autoconsumo energético, reduciendo así su facturación eléctrica anual, consiguiendo un importante ahorro energético debido al uso del sol como fuente de energía.

Por otra parte, esta instalación permitirá un importante ahorro de emisiones de CO₂, mejorando la imagen y competitividad de la empresa.

El proyecto tiene como alcance el poder definir las características de la instalación mediante:

- Descripción del emplazamiento.
- Descripción general de los elementos que conformarán la instalación.
- Descripción de los criterios utilizados para el dimensionamiento de la instalación.
- Descripción de los modos de funcionamiento previstos.
- Descripción de las labores de ejecución y cronograma.
- Descripción del coste de la instalación y análisis financiero.
- Descripción del plan de operación y mantenimiento.

1.3. ALCANCE DEL PROYECTO

El presente proyecto incluye las siguientes etapas y actividades:

- 1) Estudio de viabilidad: Se realizará un análisis completo de los hábitos y necesidades energéticas de la propiedad. Se llevará a cabo una evaluación detallada de las posibilidades y limitaciones del proyecto para

determinar si la inversión es viable tanto desde un punto de vista técnico como económico.

- 2) **Diseño de la instalación:** Se elaborará un dimensionamiento preciso de la instalación, teniendo en cuenta las necesidades energéticas del cliente, la superficie disponible y sus requisitos particulares. Se definirán las especificaciones técnicas necesarias para la construcción de la planta, incluyendo la selección y dimensionado de los equipos y materiales, teniendo en cuenta la ubicación de la instalación y el cumplimiento de las normas constructivas, legales y de seguridad vigentes.
- 3) **Instalación:** Se llevará a cabo la instalación de los módulos fotovoltaicos y su sujeción a la cubierta, la colocación de los inversores, la instalación de los cargadores para vehículos eléctricos, el cableado y la instalación de los elementos de comunicación necesarios.
- 4) **Puesta en marcha y pruebas:** Se realizarán pruebas de funcionamiento y comprobaciones de seguridad para asegurar que la instalación cumple con los requerimientos técnicos y legales.

1.4. REGLAMENTACIÓN Y NORMAS TÉCNICAS CONSIDERADAS

Para la elaboración de este proyecto se ha tenido en cuenta las siguientes leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales atendiendo a las características de los elementos y dispositivos que formarán parte de la instalación propuesta:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) desde BT01 a BT52.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C-REV - julio 2011).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- PGMOU y normativas urbanísticas de Valencia.
- Código técnico de la Edificación, documento básico de Seguridad estructural del acero. SE-A.
- Normas particulares de la compañía distribuidora.
- UNE-HD 60364-7-712:2017 “Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).”
- UNE-EN 62446-1:2017/A1:2019 “Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas

- conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.”
- UNE-EN 62058-11:2011 “Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Inspección de aceptación. Parte 11: Métodos generales de inspección de aceptación”.
 - UNE 21310-3:1990 “Contadores de inducción de energía reactiva (varhorímetros)”.
 - Directiva 2014/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética (refundición).
 - CEC 503, los módulos estarán aprobados y homologados para cumplir los requerimientos de la Comisión Europea en el Centro de Investigación Comunitaria, demostrando la idoneidad del producto para su uso en las condiciones más adversas y su perfecto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de T^a entre -40°C y $+90^{\circ}\text{C}$ y con velocidades de viento de hasta 180 km/h.
 - TÜV Además de la homologación IEC 1215 los módulos deberán ser aprobados por TÜV para su uso con equipos Clase II aprobando su idoneidad para plantas fotovoltaicas con un voltaje de operación de hasta 1500 Vcc.
 - Instrucción 21-01-04 Instrucciones de la Dirección General de Industria, Energía y Minas sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones conectadas a la Red.

1.5. INFORMACIÓN INICIAL

Para la elaboración del presente proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente información facilitada por la propiedad:

- Información relativa a los consumos y facturas eléctricas desde julio de 2021 hasta junio de 2022.
- Matrices de consumos cuarto-horarios de la nave industrial desde enero de 2022 hasta diciembre de 2022.

1.6. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo sin vertido a la red objeto del presente proyecto estará ubicada sobre las cubiertas y la instalación de los cargadores para vehículos eléctricos en el aparcamiento de una nave industrial existente en:

Emplazamiento: Pol. Ind. Castilla, Vial 4, Parcela 16

Población: Ceste

CP: 46380

Provincia: Valencia

Referencias Catastrales: 1427513YJ0712N0001DZ

Coordenadas geográficas: 39°28'42.44"N, 0°39'31.36"O

La siguiente imagen muestra la ubicación de la instalación:



Ilustración 1. Ubicación de la instalación.

La propiedad nos facilita las áreas para instalar los paneles fotovoltaicos y los cargadores de vehículo eléctrico: La cubierta tiene una superficie total aproximada de 2.972 m², de los cuales 2.464 m² serán utilizados para la instalación fotovoltaica y los cargadores se instalarán para abastecer cuatro vehículos en el aparcamiento de la zona oeste del edificio.

1.7. ESTUDIOS PREVIOS

1.7.1. ESTUDIO DE CONSUMOS

A partir de la información inicial proporcionada por el cliente, se llevará a cabo un análisis de consumos con la finalidad de diseñar la instalación óptima que permita consumir al menos el 80% de la energía generada por la instalación fotovoltaica.

El análisis consiste en obtener los patrones de consumo y las necesidades energéticas anuales de la industria a partir de las facturas eléctricas y matrices horarias de consumo proporcionadas. El resultado del estudio se utilizará como punto de partida para llevar a cabo un adecuado dimensionamiento de la instalación que permita satisfacer las necesidades energéticas de la nave industrial.

La industria cuenta con una tarifa eléctrica con las siguientes características:

- Tarifa 6.1TD, esta cuenta con seis periodos en el término de energía y, también, en el de potencia, lo que permite seleccionar el valor a contratar en cada periodo, según la demanda de energía. El horario de los periodos, en potencia y energía, es el que sigue:



Ilustración 2. Distribución de periodos tarifa 6.1TD.

A continuación, se analizan las facturas eléctricas:

Término de Potencia

Potencia contratada:

P1: 190 Kw P4: 190 Kw

P2: 190 kW P5: 190 Kw

P3: 190 kW P6: 451 Kw

Dada la necesidad de potencia disponible en días nublados y en horarios fuera de producción solar, se opta por realizar el estudio de optimización de potencia y ver si existen penalizaciones por exceso de potencia.

El precio del término de potencia anual para el periodo P1 es de 22,42 €/kW, para el P2 es de 20,37 €/kW, para el P3 es de 11,48 €/kW, para el P4 es de 9,06 €/kW, para el P5 es de 1,99 €/kWh y para el P6 es de 1,19 €/kW. Con estos precios el cliente acabará pagando 12.944,55 € anuales por consumo de potencia y un 2.054,97 € por excesos de potencia, un coste total anual con respecto al termino de potencia de 14.999,52 €.

Analizando los consumos y los excesos se obtiene que debería contratar una potencia de 200 kW en P1, P2, P3, P4 y P5 y una potencia de 230 kW en P6, pasando a pagar 14.214,18 €/año, obtendría un ahorro de 785,34 € anuales.

A continuación, se muestran las tablas y graficas con las opciones estudiadas:

P1, P2, P3, P4, P5	P6	Coste potencia	Coste excesos	Coste total
10	24	681,60	70397,44	71079,05
30	71	2043,63	59200,11	61243,74
50	119	3406,83	48965,96	52372,79
70	166	4768,86	39998,82	44767,68
90	214	6132,06	32065,99	38198,05
110	261	7494,09	24799,09	32293,17
130	309	8857,30	17829,97	26687,26
150	356	10219,32	11342,83	21562,15
170	404	11582,53	5889,60	17472,13
190	451	12944,55	2054,97	14999,52
195	230	13009,21	1402,22	14411,43
200	200	13300,24	949,34	14249,57
200	230	13335,79	878,39	14214,18
210	230	13988,95	251,23	14240,18
200	250	13359,49	872,42	14231,91
210	498	14306,57	245,26	14551,83
230	546	15669,78	0,00	15669,78
250	593	17031,80	0,00	17031,80
270	641	18395,01	0,00	18395,01

Tabla 1. Estudio de potencia.

Término de Energía:

En las siguientes tablas y gráficas se muestran los datos obtenidos en el análisis de consumos para la nave industrial objeto del proyecto.

En el Anexo correspondiente se adjunta el estudio realizado.

NAVE INDUSTRIAL				
Mes	Días	Consumo Total kWh	Consumo Diurno kWh	Consumo Nocturno kWh
ene	31	71.110	41.783	29.327
feb	28	69.214	39.732	29.482
mar	31	85.579	49.969	35.610
abr	30	69.984	41.526	28.458
may	31	79.867	45.688	34.179
jun	30	79.854	46.551	33.303
jul	31	87.396	51.444	35.952
ago	31	35.273	20.839	14.434
sep	30	87.698	50.496	37.202
oct	31	86.121	49.979	36.142
nov	30	91.776	52.515	39.261
dic	31	69.856	40.135	29.721
Total	365	913.728	530.657	383.071

Tabla 2. Consumo de energía mensual (kWh).

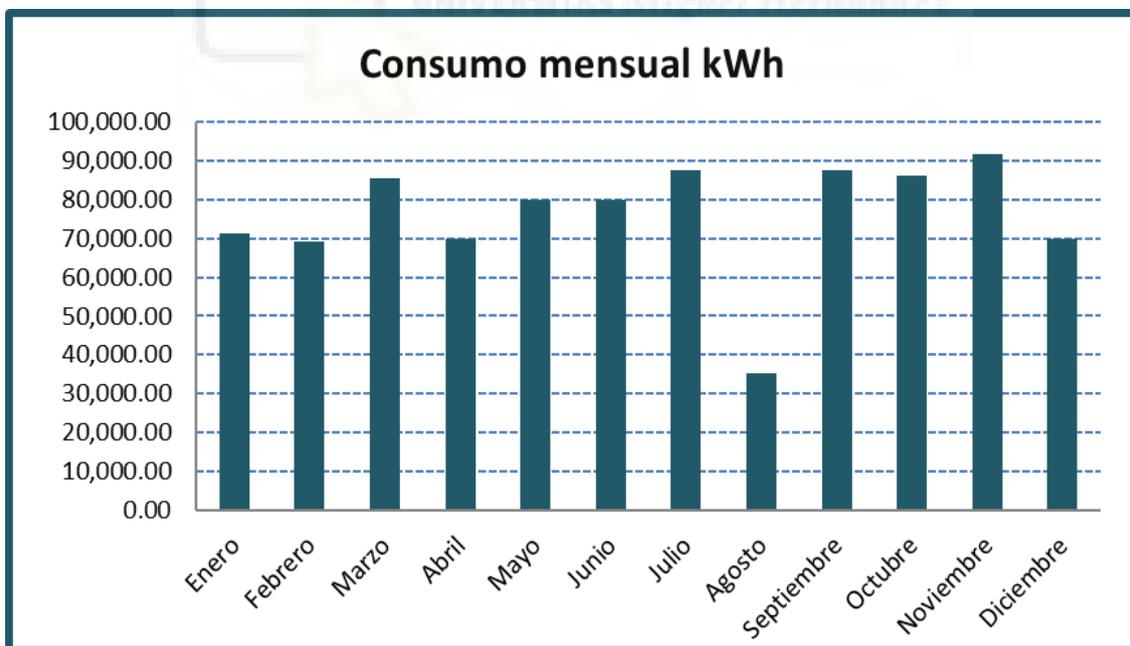


Ilustración 3. Consumo mensual (kWh).

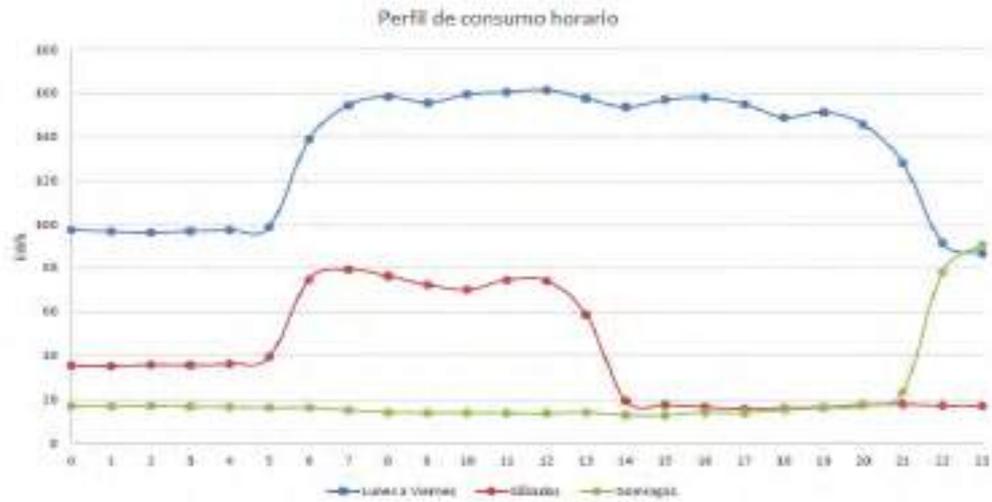


Ilustración 4. Distribución semanal de consumos.

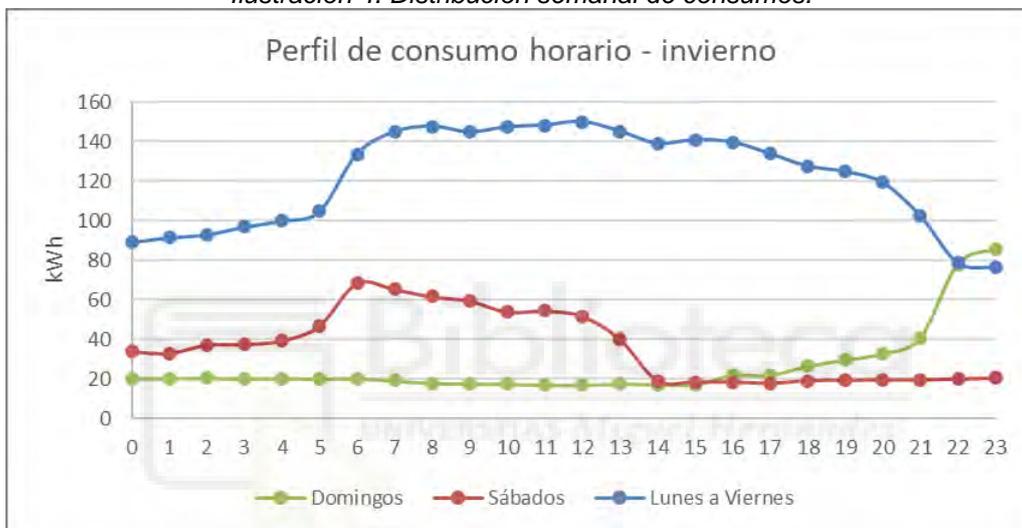


Ilustración 5. Distribución semanal de consumos de invierno.

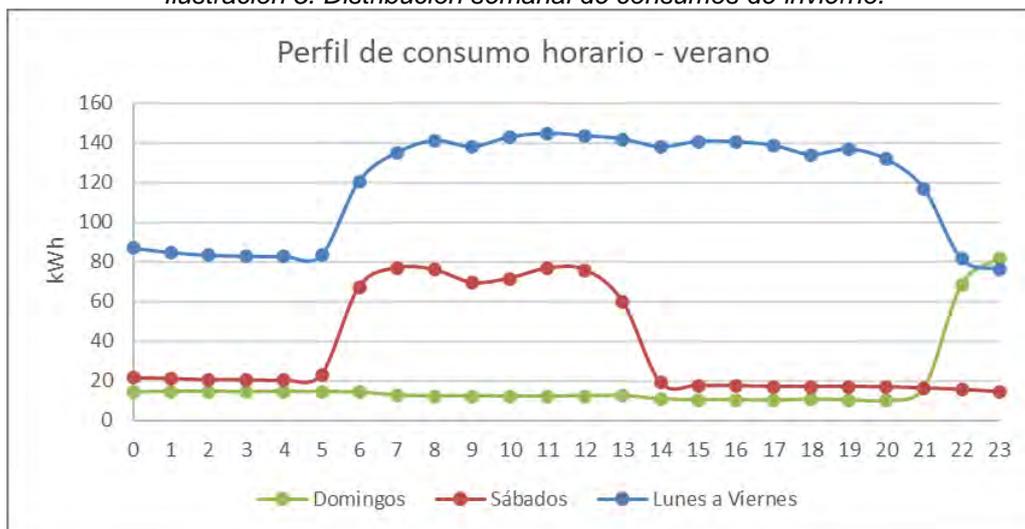


Ilustración 6. Distribución semanal de consumos de verano.

Aspectos a destacar de las tablas anteriores:

Consumo energético mensual constante: El consumo energético de la instalación permanece prácticamente constante a lo largo de los meses, salvo en el mes de agosto, que es el mes donde existen periodos vacacionales en la empresa.

Consumo energético medio y anual: El consumo energético anual durante el año ha sido de 913.728 kWh y el consumo energético medio mensual ha sido de 76.144 kWh, aproximadamente.

Distribución de la demanda horaria: Durante los días laborables el consumo energético se incrementa notoriamente a partir de las 5:00h hasta las 21:00h, momento en el que se alcanza el consumo pico debido a la alta producción industrial. A partir de las 21:00h, la demanda energética comienza a disminuir y se mantiene a niveles bajos hasta las 5:00h, la demanda energética es la necesaria para cubrir los servicios mínimos del edificio. Por lo general, los sábados y domingos en esta empresa son considerados como días no laborables, a excepción del sábado por la mañana, donde la empresa lleva a cabo durante estas horas del día pequeñas tareas de producción para finalizar procesos hasta las 13.00h después, el sábado por la tarde y domingo la demanda energética es casi nula, y el domingo a las 21.00h se encienden las máquinas de nuevo para que se encuentren preparadas para el lunes. Además, cabe destacar que el perfil del consumo horario no difiere demasiado entre los meses de invierno y los meses de verano, en las gráficas se puede observar la diferencia entre ambos.

Precio energía: El coste medio mensual de la energía para el periodo P1 es de 0,191 €/kWh, para el P2 es de 0,188 €/kWh, para el P3 es de 0,149 €/kWh, para el P4 es de 0,144 €/kWh, para el P5 es de 0,159 €/kWh y para el P6 es de 0,144 €/kWh. Teniendo en cuenta el consumo de energía en cada periodo, el coste medio del kWh durante el año es de 0,1595 €/kWh, con lo que acabaría pagando al final de año un total de 145.739,62 €.

Para concluir el estudio de consumos, se estima la demanda de la futura instalación de los cargadores de vehículos eléctricos. Teniendo en cuenta que los vehículos se utilizarán y cargarán durante las horas laborables de la nave industrial, se estima que los cargadores podrán consumir una media de 7.040

kWh al mes. Y teniendo en cuenta el precio de la energía, visto anteriormente, 1.122,88 € al mes.

1.7.2. ESTUDIO DE IRRADIACIÓN

Uno de los aspectos cruciales a la hora de llevar a cabo una instalación generadora de energía renovable es la disponibilidad del recurso energético. En el caso del dimensionamiento de un sistema de energía solar, uno de los principales factores será determinar la irradiancia del emplazamiento en el que se va a llevar a cabo la instalación.

Se define irradiancia como la densidad de flujo radiante solar, es decir, la cantidad de energía radiante que es captada en un instante por unidad de superficie. El valor de la irradiancia en un emplazamiento dependerá de los factores naturales, como es la radiación solar del sitio, y de factores asociados al objeto que recibe dicha radiación, como el ángulo de incidencia, la capacidad de absorción, etc.

Debido a la excentricidad del movimiento elíptico de la Tierra respecto del Sol, la distancia existente entre ambos a lo largo del año varía. Esta variación de distancia influye en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera, lo que se deberá tener en cuenta para realizar la estimación de generación de energía del sistema fotovoltaico.

Se define como irradiación a la cantidad de energía radiante que es captada en un instante por unidad de superficie a lo largo del tiempo.

La mayoría de los datos de radiación disponibles en bases de datos proceden de medidas realizadas por estaciones terrestres y almacenan información sobre la irradiación global en el plano horizontal, por lo que para poder llevar a cabo la estimación de la energía generada por el sistema fotovoltaico se deberá traducir los valores de radiación a la inclinación y orientación del plano generador.

En el presente proyecto se ha optado por emplear una de las bases de datos de mayor precisión, confiabilidad y prestigio del mercado, la base de datos de SolarGis. Empleando la herramienta PVplanner de SolarGis se ha extraído la información de irradiación y temperatura del emplazamiento en el que se va a

llevar a cabo la instalación. En el Anexo correspondiente se adjunta el estudio realizado.

En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos, en resolución mensual, a partir de la base de datos de SolarGis:

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	73	2.35	0.82	8.0
feb	93	3.30	1.08	9.4
mar	140	4.52	1.54	11.9
abr	171	5.71	2.01	14.1
may	202	6.52	2.38	18.1
jun	218	7.27	2.52	22.5
jul	227	7.30	2.42	25.3
ago	193	6.23	2.25	25.4
sep	145	4.83	1.84	21.4
oct	110	3.54	1.40	17.1
nov	76	2.52	0.95	12.1
dic	63	2.02	0.74	9.1
año	1710	4.48	1.67	16.2

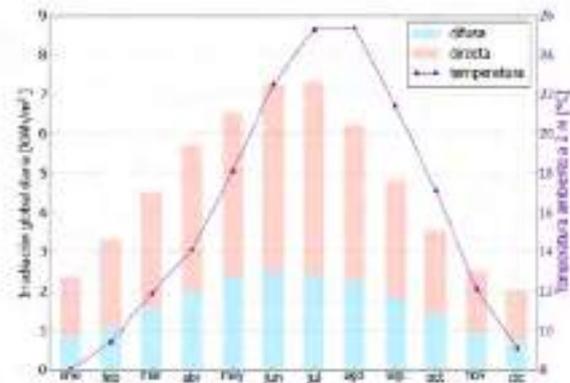


Ilustración 7. Irradiación GH y temperatura ambiente.

Siendo:

- Gh_m: Irradiación global promedio mensual en el plano horizontal [kWh/m²].
- Gh_d: Irradiación global promedio diaria en el plano horizontal [kWh/m²].
- Dh_d: Irradiación difusa promedio diaria [kWh/m²].
- T₂₄: Valor promedio de temperatura ambiente diurna en °C.

Otro factor del emplazamiento que tiene una gran influencia sobre la generación del sistema fotovoltaico y en concreto, sobre el funcionamiento de la célula solar del módulo fotovoltaico es la temperatura ambiente.

La temperatura ambiente tiene una importante afección sobre la tensión del módulo. El aumento de la temperatura ambiente a la que se encuentra la célula solar puede reducir la tensión de salida del módulo y, en condiciones de temperatura ambiente bajas, la tensión de salida del módulo puede aumentar. Por este motivo, se llevará a cabo un dimensionamiento del sistema teniendo en cuenta las condiciones de temperatura ambiente del emplazamiento. Para obtener más información acerca de la temperatura ambiente se ha tenido en cuenta los datos registrados por la estación de Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) ubicada en el aeropuerto de Valencia.

En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos en resolución mensual de la base de datos de la AEMET:

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
T	10.5	11.4	13.6	15.5	18.7	22.7	25.5	25.9	23.0	19.0	14.2	11.2	17.6
TM	15.8	16.8	19.3	21.1	24.1	27.8	30.6	30.8	28.0	24.1	19.3	16.2	22.8
Tm	5.1	5.9	7.8	10.0	13.4	17.5	20.5	20.9	18.0	13.9	9.2	6.1	12.4

Tabla 3. Valores de temperatura ambiente media registrados por la AEMET.

Siendo:

- T: Valor de temperatura media en °C.
- TM: Valor de temperatura media de las temperaturas máximas diarias en °C.
- Tm: Valor de temperatura media de las temperaturas mínimas diarias en °C.

Se observa que los valores de temperatura media anual recopilados en la base de datos de la AEMET difieren 1,4°C respecto de los datos recogidos por la base de datos de Solargis, siendo en rasgos generales una variación no muy significativa, por lo que se opta por utilizar esta última como base de datos referencia para el cálculo de la estimación de generación del proyecto.

1.7.3. ESTUDIO DE GENERACIÓN

Una vez analizados los datos de irradiación de la ubicación y los valores de potencia y energía realmente consumidos por la nave industrial, y dada la necesidad de emprender acciones que disminuyan los costes energéticos de la instalación y aumentar el grado de autoabastecimiento energético de la misma aprovechando la energía procedente del sol, se proyectará una instalación fotovoltaica de 237,6 kWp, cuya energía generada tendrá el objetivo de alimentar los consumos propios pudiendo cubrir por lo menos el 50% del consumo diurno de la nave industrial y con los excedentes de la generación no autoconsumida se prevé abastecer a cuatro cargadores de vehículo eléctrico ubicados en el aparcamiento de la nave industrial.

Se ha utilizado PVSYST 7.2 para realizar la simulación del estudio de generación de una instalación de 237,6 kWp de manera coplanar ubicada en las cubiertas de la nave industrial con inclinación 6° y azimut de 30° y -150°.

Según los datos disponibles proporcionados por la propiedad, la ubicación geográfica, la información meteorológica, la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos, anteriormente expuestos, se ha realizado una simulación horaria anual.

En el apartado correspondiente a la simulación realizada en PVsyst del anexo de informes de generación se detalla los criterios de simulación y las consideraciones que se han tenido en cuenta.

De la simulación realizada se ha obtenido, los siguientes valores de generación, autoconsumo, excedente y consumo de red:

MES	CONSUMO TOTAL (Kwh)	GENERACIÓN (kWh)	AUTOCONSUMO (kWh)	EXCEDENTE (kWh)	CONSUMO DE RED (kWh)
Ene	71.110,00	15.177,05	12.063,54	3.113,51	59.046,46
Feb	69.214,00	19.315,32	15.500,91	3.814,40	53.713,09
Mar	85.579,00	27.898,05	22.064,75	5.833,30	63.514,25
Abr	69.984,00	33.126,54	22.522,79	10.603,75	47.461,21
May	79.867,00	37.962,08	29.167,17	8.794,89	50.699,83
Jun	79.854,00	42.257,35	33.669,28	8.588,08	46.184,72
Jul	87.396,00	43.312,57	34.128,88	9.183,68	53.267,12
Ago	35.273,00	36.237,94	15.401,34	20.836,59	19.871,66
Sep	87.698,00	27.100,06	22.661,66	4.438,40	65.036,34
Oct	86.121,00	22.194,97	17.706,11	4.488,83	68.414,89
Nov	91.776,00	15.610,35	14.372,97	1.237,40	77.403,03
Dic	69.856,00	12.947,48	10.084,72	2.862,76	59.771,28
AÑO	913.728,00	333.139,78	249.344,13	83.795,59	664.383,87

Tabla 4. Balance energético.

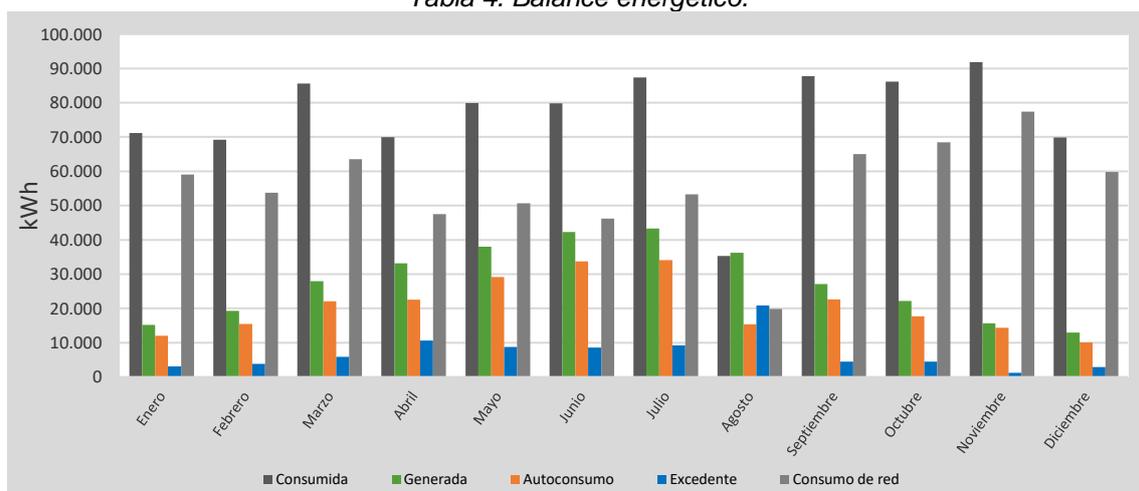


Ilustración 8. Balance energético.

La siguiente tabla resume los valores obtenidos en la simulación de la estimación de generación para el punto de suministro de la nave industrial:

DENOMINACIÓN	PLANTA FOTOVOLTAICA TFM UMH
CATEGORÍA	AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO SIN COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES
POTENCIA PICO	237,6 kWp
POTENCIA NOMINAL	200 kWn
CONSUMO TOTAL ANUAL (kWh)	913.728,00 kWh
ENERGÍA ANUAL GENERADA (kWh)	333.139,78 kWh
AUTOCONSUMO (kWh)	249.344,13 kWh
EXCEDENTE (kWh)	83.795,59 kWh
% COBERTURA CONSUMO TOTAL	27,29 %
% EXCEDENTE	25,15 %

Tabla 5. Descripción general de generación, autoconsumo y excedentes.

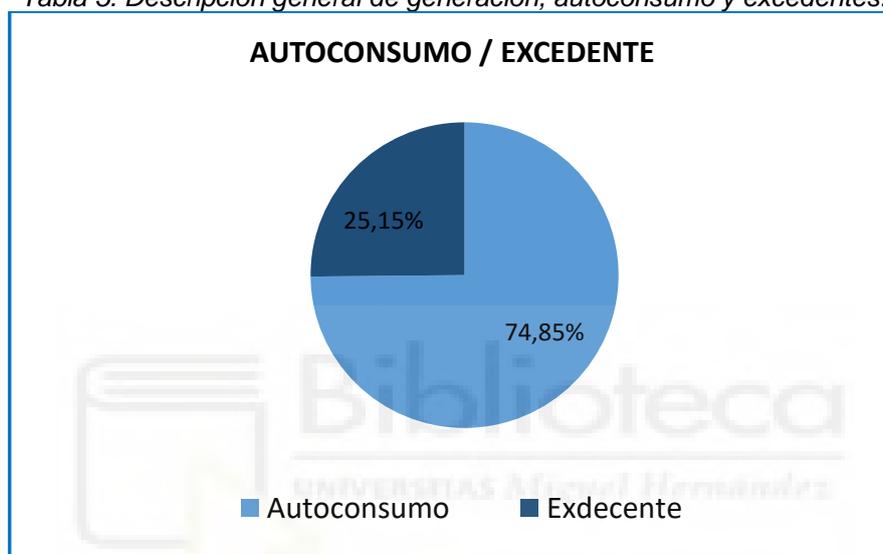


Ilustración 9. Distribución de generación.

El grado de autoconsumo de la instalación se ha calculado mediante el cruce de los valores horarios de las 8760 horas anuales de la energía producida por la instalación fotovoltaica y la energía consumida.

Del estudio de generación realizado para la instalación de 237,6 kWp, compuesta por un total de 360 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 660Wp, se obtiene que, para las condiciones indicadas anteriormente y un consumo anual de 913.728,00 kWh la instalación de autoconsumo sin excedentes generará una energía anual de 333.139,78 kWh, autoconsumiéndose de forma instantánea el 74,85% de la energía generada y cubriendo de este modo el 27,29% del consumo anual.

Debido a la necesidad de instalar un dispositivo que limite la generación para evitar el vertido de excedentes, se estima que el sistema evitará la generación de un excedente de 83.795,59 kWh. Mediante un análisis se obtiene que el

74,61% de estos excedentes se generarían los fines de semana, considerados como días no laborables en los que el consumo disminuye drásticamente en comparación con el resto de los días de la semana. Por este motivo, se determina que la limitación de la generación en los días laborables será muy poco significativa, siendo de 21.267,86 kWh al año.

Para finalizar, esta energía excedentaria servirá para abastecer el consumo de los cargadores de vehículos eléctricos que se instalaran en el estacionamiento de la nave industrial, y como se supone en el apartado anterior, estos consumirán 84.480 kWh al año por lo que se acabaría autoconsumiendo el 81,23% de la energía generada anual.

1.8. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

La instalación está compuesta por un total de 360 módulos fotovoltaicos monocristalinos RISEN de 660Wp RSM132-8-645M-670M agrupados en 20 strings de 18 módulos.

Los módulos fotovoltaicos se encuentran instalados sobre estructura coplanar adaptada a las cubiertas de las naves. De esta forma la potencia instalada en módulos fotovoltaicos será de 237,6 kWp.

Los strings se conectarán directamente a los inversores fotovoltaicos. En este caso se utilizan 2 unidades del modelo SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW marca Huawei, a los que se conectarán los strings y disponen de las protecciones de entrada de corriente continua necesaria y de salida de corriente alterna. La potencia nominal de inversores será, por tanto, de 200 kW.

En la zona de aparcamiento se instalarán cuatro cargadores tipo TAC W22-T-RD-MC de 22 kW marca ABB donde cada uno de ellos contará con sus correspondientes protecciones y medidores.

El cliente está conectado a la red de distribución a un nivel de tensión de 20 Kv. Existe un centro de transformación cercano a la nave en el que se utilizan transformadores 20/0.4 kV. Además, la nave cuenta con un cuadro general de

protección de baja tensión (CGPBT). La instalación fotovoltaica y los cargadores se conectará en la parte de baja tensión del transformador de la nave industrial. Se instalará un cuadro eléctrico que contendrá las protecciones necesarias para cada uno de los inversores y los cargadores, así como la línea de entrada desde la red y salida hacia los consumos.

DENOMINACIÓN	PLANTA FOTOVOLTAICA TFM UMH
CATEGORÍA	AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO SIN COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES
UBICACIÓN MÓDULOS FV	CUBIERTAS
SUPERFICIE CUBIERTAS (m²)	2.972 m ²
SUPERFICIE OCUPADA PANELES (m²)	2.464 m ²
SUPERFICIE PANELES (m²)	1.118,29 m ²
INCLINACIÓN DE PANELES SOBRE LA HORIZONTAL	COPLANAR
Nº PANELES	360
MODELO	RSM132-8-645M-670M
Nº INVERSOR	2 x SUN2000-100KTL-M1 400 V
CONFIGURACIÓN STRINGS	10 strings x 18 módulos (SUN2000-100KTL-M1) 10 strings x 18 módulos (SUN2000-100KTL-M1)
Nº CARGADORES	4 x 22 kW
MODELO	TAC W22-T-RD-MC

Tabla 6. Características de la instalación.

Además de las infraestructuras de generación serán necesarias infraestructuras adicionales de seguridad y salud que se utilizarán durante la fase de construcción e infraestructuras para monitorización y control de la planta fotovoltaica.

En los siguientes apartados se analizarán las soluciones técnicas adoptadas que justifican la viabilidad técnica de la instalación.

1.9. DESCRIPCION DE LA INSTALACIÓN

La instalación objeto del proyecto convierte la energía que proporciona el sol en energía eléctrica alterna a 400V, que se conecta en el circuito de baja tensión de la nave industrial y cuya finalidad es el autoconsumo de esta.

La clasificación de modalidad de autoconsumo, se corresponderá a Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas

modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.

La instalación proyectada será una planta de energía solar fotovoltaica de 200 kW de potencia nominal con cargadores de vehículos eléctricos. La producción de la planta solar fotovoltaica se destinará al consumo propio (autoconsumo), mientras que la posible energía excedentaria producida será modulada mediante un sistema antivertido, lo que implica que la generación siempre estará por debajo del consumo, evitando así el vertido de excedentes a la red de distribución.

1.9.1. SUPERFICIE

La superficie útil de la instalación fotovoltaica es la superficie ocupada por los módulos fotovoltaicos:

Superficie = nº módulos x alto panel x ancho panel = 360 x 2,384 x 1,303 = 1.118,29 m².

1.9.2. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO

En primer lugar, cabe destacar que existen diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas y estas se clasifican según su uso y su configuración. Los principales tipos son los siguientes:

- Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR): se trata de una instalación cuya función es producir energía eléctrica a partir de energía solar, ya sea para cubrir parte del consumo energético, como es el caso de las instalaciones de autoconsumo, o para vender la energía generada directamente a la red.
- Sistema fotovoltaico aislado (SFA): son sistemas que se emplean para proporcionar energía eléctrica a cargas eléctricas que no se encuentran conectadas a la red eléctrica. Normalmente esos sistemas emplean un

sistema de acumuladores para hacer frente a los periodos en los que el consumo es superior a la generación.

- Sistema fotovoltaico de bombeo (SFB): es una aplicación comúnmente utilizada que consiste en emplear un sistema fotovoltaico para bombear agua y extraerla de un pozo o transportarla.

La instalación fotovoltaica objeto del proyecto estará conectada a la red y el modo de funcionamiento será el siguiente:

En un primer paso se convierte la energía procedente de la radiación solar, en energía eléctrica en corriente continua, a través de una serie de módulos solares instalados sobre la cubierta. A este conjunto de módulos solares se le denomina generador fotovoltaico.

Posteriormente la corriente continua producida en el generador fotovoltaico se convierte en corriente alterna mediante inversores, para posteriormente inyectar la energía en el punto de baja tensión de la instalación y que será autoconsumida por la propia nave industrial y por los cargadores de vehículos eléctricos.

La instalación posee elementos de protección tales como el interruptor automático de la interconexión o interruptor general que nos permita separar la instalación fotovoltaica de la instalación del cliente. Aun así, los equipos, cableado y protecciones, se especificarán a posteriori.

Tendremos que asegurar un grado de aislamiento eléctrico mínimo de tipo básico clase 1 en lo que afecta a equipos (módulos e inversores) y al resto de materiales (conductores, cajas, armarios de conexión...). En este apartado exceptuaremos el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

1.9.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO

Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de módulos fotovoltaicos encargados de transformar sin ningún paso intermedio la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica de continua.

La instalación constará de una potencia de 237,6 kWp suministrada por 360 módulos fotovoltaicos RISEN RSM132-8-645M-670M de 660Wp cada uno.

Conexión de módulos:

- 360 módulos de 660 Wp con una **potencia total de 237,6 kWp**
- 2 inversores de 100 kW con 10 MPPT por inversor, con una **potencia nominal total de 200 kWn**
- En cada inversor se conectarán 10 strings de 18 módulos (Plano 4.2)

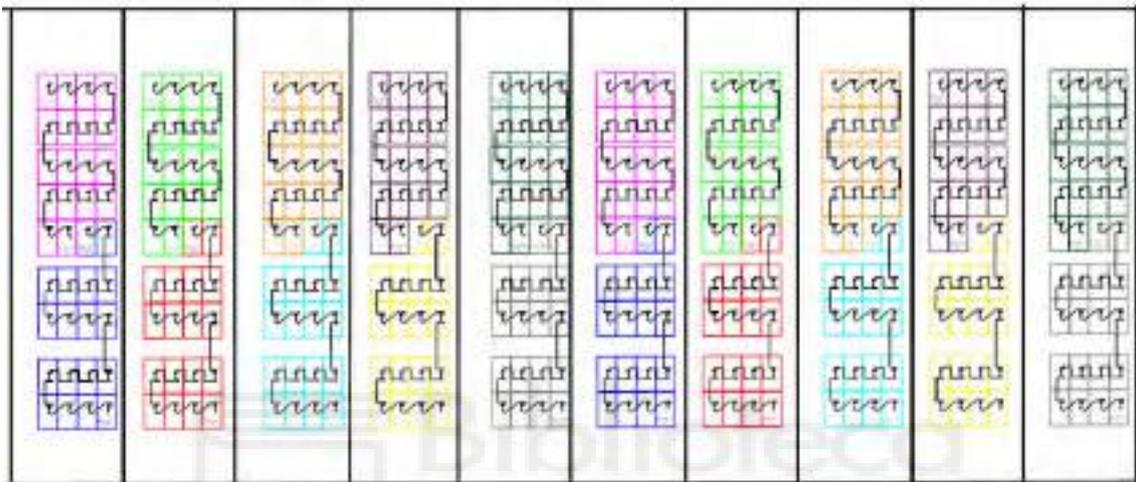


Ilustración 10. Conexión de los módulos en la planta fotovoltaica.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán de forma coplanar sobre la cubierta de la edificación mediante el uso de estructura de tipo micro rail. Por esta razón, los módulos tendrán una inclinación de 6° y debido a que la cubierta consta de dos orientaciones, parte de la instalación se encontrará orientada hacia el noreste, a -150° respecto al sur y la otra parte se encuentra orientada hacia el suroeste, a 30° respecto al sur.

1.9.4. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El módulo fotovoltaico o panel solar es el elemento de la instalación encargado de captar la energía solar y convertirla en electricidad. Esta conversión de energía se consigue gracias al efecto fotovoltaico que se produce en el conjunto de células solares que lo componen.

Las células solares están compuestas por una capa de semiconductor de silicio extrínseco tipo P, lo que significa que está dopada con electrones y por una capa de semiconductor de silicio extrínseco tipo N, lo que significa que está dopada

con huecos. Los fotones de la radiación solar que impactan sobre la superficie de las células solares transfieren su energía a los electrones del semiconductor N, desplazando a estos desde la parte N a la P y generando así, una corriente eléctrica. Este fenómeno es lo que se conoce como efecto fotovoltaico y es la base del funcionamiento del módulo fotovoltaico. Cabe destacar, que el efecto fotovoltaico es una de las aplicaciones del efecto fotoeléctrico descubierto en 1905 por Albert Einstein.

En la actualidad existe una gran variedad de tipos de módulos fotovoltaicos en el mercado y dependiendo del uso al que estén destinados, cada uno cuenta con sus propias ventajas y desventajas. Por este motivo, será importante seleccionar el tipo de módulo que mejor se adapte a las características de la instalación que se va a llevar a cabo. A continuación, se describen los tipos más comunes según su estructura interna:

- **Módulo fotovoltaico monocristalino:** Este tipo de módulo se caracteriza por tener un color azul oscuro casi negro y unos bordes con las esquinas cortadas. Suelen presentar una eficiencia entre un 18% y un 22% y son una opción ideal para instalaciones que cuentan con una superficie disponible limitada. Sin embargo, su elevada potencia y eficiencia también suelen elevar su precio.
- **Módulo fotovoltaico policristalino:** Este tipo de módulo se caracteriza por tener un color azul con tonos cambiantes y sus bordes no están cortados. Suelen presentar una eficiencia entre un 15% y un 17%, siendo menos eficientes que los monocristalinos, pero con un precio comúnmente inferior. Por lo que se trata de una opción para instalaciones que cuentan con un presupuesto ajustado.
- **Módulo fotovoltaico de capa fina:** Este tipo de módulo se caracteriza por tener un color negro sólido y no tienen contornos. Se caracterizan por ser muy ligeros y flexibles, lo que facilita su instalación. Cuenta con unos índices de eficiencia muy bajos, normalmente entre un 10% y un 13%, por lo que para emplear este tipo de módulos es necesario de disponer de una amplia superficie disponible para el desarrollo del proyecto. Además, la vida útil de este tipo de módulos suele ser inferior a la de los otros tipos.

Otro factor que se ha tenido en cuenta a la hora de seleccionar el módulo fotovoltaico es el tipo de tecnología de las células solares.

Se emplearán módulos fotovoltaicos de tecnología “half-cell” y PERC con el objetivo de garantizar la mayor eficiencia y rendimiento posible de la instalación fotovoltaica.

Las células solares partidas o “half-cell” son células solares que han sido cortadas por la mitad con la finalidad de conseguir una célula de mayor eficiencia, mayor rendimiento y durabilidad. Este aumento del rendimiento se debe a que al reducir a la mitad el tamaño de la célula, también disminuye a la mitad la corriente generada en ella y un flujo de corriente más bajo provocará pérdidas de resistencia más bajas a su paso por el material conductor.

Algunas de las ventajas de emplear este tipo de tecnología son:

- Se genera la mitad de calor en la célula y, por tanto, se disminuye la frecuencia de la aparición de puntos calientes, lo que aumenta su vida útil.
- Mayor resistencia a impactos.
- Se disminuyen las pérdidas de rendimiento por sombreados parciales.

La tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell) es un tipo de tecnología que consiste en implementar una capa adicional en la capa posterior de la célula, lo que permite que los fotones que la atraviesan reflejen de nuevo hacia ella. Este efecto provoca un incremento de generación de energía eléctrica en comparación con las células convencionales y disminuye el sobrecalentamiento que se produce en ella.

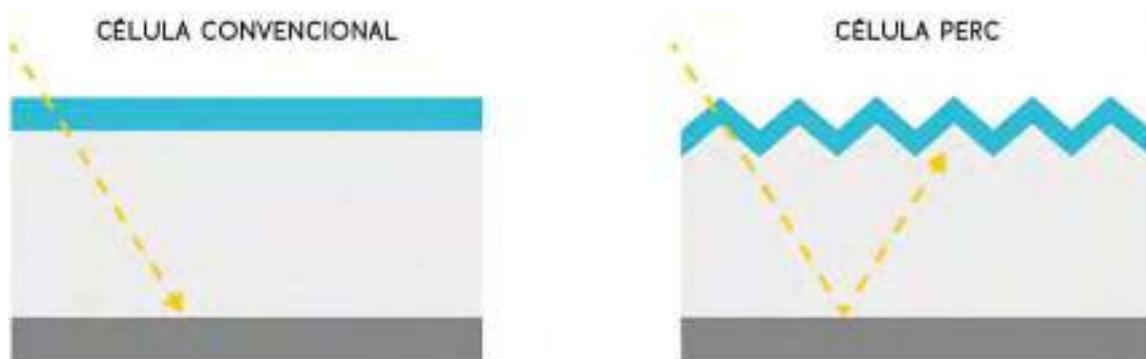


Ilustración 11. Tecnología PERC.

En la instalación objeto del presente proyecto se utilizarán módulos fotovoltaicos monocristalinos de tecnología PERC de la firma RISEN solar modelo RSM132-

8-645M-670M, con una potencia de 660Wp. Este tipo de módulos tienen, en comparación con el resto, la mayor eficiencia y capacidad de generar energía. Esto se debe a que cada una de las células solares individuales que forman el módulo monocristalino contiene una oblea que está hecha de un solo cristal de silicio, motivo por el cual los electrones pueden fluir con mayor facilidad a través de ellas.

Todos los módulos tienen 3 diodos de bypass y están divididos en 3 submódulos. Si hay algún oscurecimiento de alguna celda, saca de servicio a solo 1/3 del panel. Además, cuentan con un marco de aluminio resistente a la corrosión, caracterizado por ser duradero a temperaturas climatológicas extremas y disponer de una cubierta frontal de vidrio templado de alta transmisión, lo que les proporciona una alta transparencia y una buena resistencia a impactos.

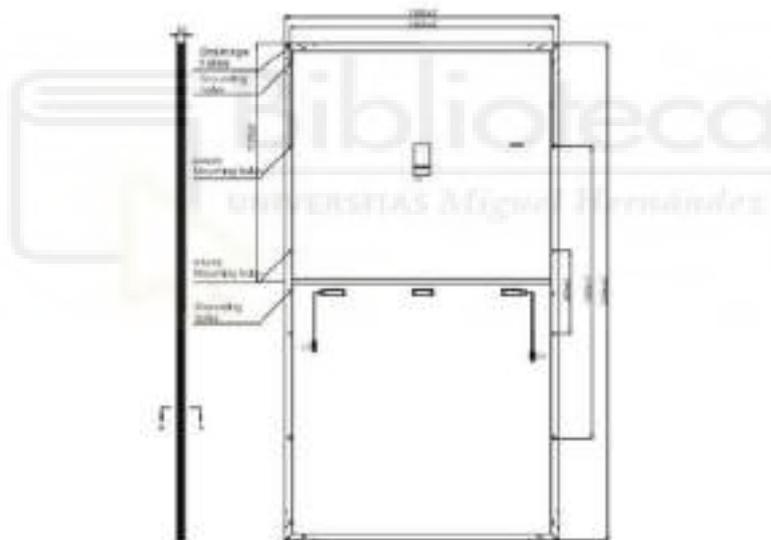


Ilustración 12. Módulo fotovoltaico RISEN RSM132-8-660M.

En la siguiente tabla se pueden ver las principales características eléctricas y térmicas de los módulos que se utilizarán:

MODELO	RSM132-8-660M
Potencia pico (Wp)	660
Tensión Vmpp (V)	38,12
Corriente Impp (A)	17,32
Tensión circuito abierto Voc (V)	45,75
Corriente cortocircuito Isc (A)	18,33
Eficiencia del módulo (%)	21,2
Tk (Pmpp; %/°C)	-0,34
Tk (Isc; %/°C)	0,04

Tk (Voc; %/°C)	-0,25
-----------------------	-------

Tabla 7. Características módulos FV.

Estos valores están obtenidos en condiciones STC (Irradiación 1000 W/m², Temperatura del módulo de 25°C, AM1.5g espectro según EN 60904-3).

Presenta unas dimensiones de 2.384 mm de longitud, 1.303 mm de anchura, un espesor del módulo de 35 mm y un peso de 34 kg +3% por cada módulo.

Este módulo fotovoltaico presenta elevados índices de calidad tanto desde el punto de vista eléctrico como estructural. Presentan una elevada eficiencia alcanzando el 21,2% minimizando los costes de instalación y maximizando los kWh generados por unidad de superficie.

Los módulos fotovoltaicos presentan una elevada resistencia a la corrosión ya que el marco exterior es de aluminio testeado por un organismo independiente, y a esfuerzos mecánicos, capaces de soportar cargas de viento superiores a 2,4 kPa y cargas de nieve superiores a 5,4 kPa.

El fabricante del módulo garantiza que el rendimiento a los 25 años habrá disminuido como máximo un 13,2% respecto al rendimiento inicial y estima una degradación anual de un 0,55%.

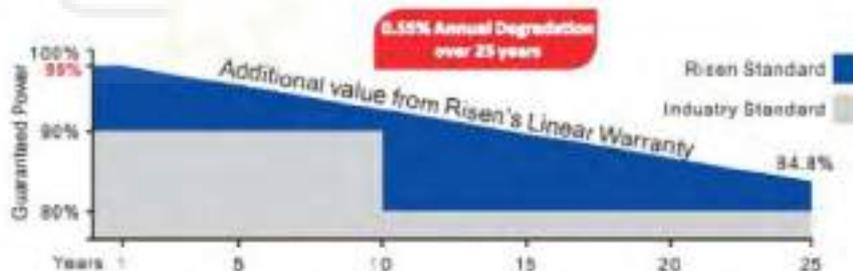


Ilustración 13. Degradación anual del módulo.

La degradación del módulo fotovoltaico se mide como una disminución en su capacidad de convertir la energía solar en energía eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos cumplen con las normas IEC 61215 e IEC 61730, entre otras. Además, el proceso de fabricación de los módulos Risen está certificado por TÜV SÜD cumpliendo con diversas especificaciones de calidad ISO.

1.9.5. INVERSORES

Un elemento muy importante en una instalación solar fotovoltaica es el inversor de conexión a la red; de su eficiencia y su costo depende en gran medida la rentabilidad de la instalación.

Los inversores son los elementos que convierten la corriente continua generada (DC) por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC) la cual se inyecta al barraje de los cuadros eléctricos generales de protección en Baja Tensión.

Existe una gran variedad de tipos de inversores que se clasifican generalmente según su funcionamiento y su aplicación en: inversores centrales, inversores de string, inversores multistrings, microinversores, inversores híbridos, inversores de aislada e inversores-cargadores.

Para el presente proyecto se emplearán inversores multistrings. Este tipo de inversor, a diferencia de los inversores centrales y de string, permite la instalación de cadenas de módulos fotovoltaicos que poseen diferentes orientaciones, inclinaciones e incluso potencias. Esto se debe a que las cadenas que se conectarán por el lado de corriente continua al inversor estarán conectadas en distintas entradas que estarán controladas por MPPTs independientes, consiguiendo así el control y la optimización independiente de las cadenas que se conecten en distintos MPPTs.

El MPPT (Maximum Power Point Tracking) o seguidor del punto de máxima potencia, es un tipo de tecnología empleada en los inversores multistrings que emplea una técnica de seguimiento continuo de tensión y corriente en la salida de la cadena de los módulos fotovoltaicos. A partir de estos valores de entrada, realiza el cálculo del punto en el que se obtiene la máxima potencia y realiza, en cada instante, un ajuste del voltaje de operación para obtener la máxima producción de energía.

Independientemente de que se conecten una o varias cadenas en un mismo MPPT, el seguidor realizará el ajuste de tensión para obtener el punto de máxima potencia común de todo el conjunto de cadenas conectadas.

Al emplear este tipo de inversores en caso de que alguna de las cadenas presente anomalías de funcionamiento o fallas, únicamente afectará a las

cadena conectadas en el mismo MPPT, por lo que el resto del sistema podrá seguir funcionando con normalidad.

Las principales ventajas de utilizar inversores multistring con tecnología MPPT son:

- Permite una mayor flexibilidad en el diseño del sistema, ya que posibilita realizar la conexión de cadenas de paneles solares de diferente potencia instalada, longitudes de cadenas y orientaciones. Esto se debe a que está diseñado para poder trabajar con tensiones y corrientes de entrada variable.
- Buen comportamiento ante sombras.
El sombreado en los paneles fotovoltaicos evita que se produzca correctamente el efecto fotovoltaico, provocando así una disminución de la producción de energía eléctrica. En el caso de módulos conectados en cadenas, el sombreado en un módulo disminuye la producción de todos los módulos conectados, ya que la intensidad que circula por la cadena quedará limitada a la de menor valor. En cambio, al emplear inversores multistring esta disminución de la producción se presentará únicamente en las cadenas conectadas a un mismo MPPT.
- Elevada eficiencia.
Al distribuir los módulos en circuitos distintos, permite aprovechar al máximo la energía generada.

Los inversores que se utilizarán en el presente proyecto serán multistring trifásicos de la marca Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M1.

Se trata de un modelo de inversor sin transformador de 100 kW de potencia nominal con un rango de tensiones de entrada de 200 a 1000 Vdc con una tensión de salida de 400 Vac y a una frecuencia de 50Hz que permite la conexión a la red eléctrica interior del cliente.

Estos equipos disponen de 10 seguidores MPPT independientes y, 2 entradas string en cada uno de ellos, con lo que cada inversor permite la conexión de un máximo de veinte cadenas fotovoltaicas.

Los inversores presentan una tensión máxima de entrada DC de 1100 V, tensión que no se superará en ningún caso ya que se instalará el máximo número de

módulos por serie sin superar en circuito abierto los 1100 VDC en condiciones de baja temperatura. Al aumentar el número de módulos por serie se reduce el número de series necesarias y consecuentemente se reducen el número de strings, número de tableros de protección eléctrica y tendido eléctrico.

Además, estos inversores permiten monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.) así como el histórico de datos de producción a través de diferentes medios como RS-485, Ethernet, GSM / GPRS o Bluetooth. Por lo que se podrá llevar a cabo el seguimiento de las diferentes variables para comprobar el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Las características técnicas principales del inversor seleccionado son las siguientes:

EFICIENCIA	
Eficiencia Máxima (%)	98,80
Eficiencia Europea (%)	98,60
VALORES DE ENTRADA DC	
Tensión máxima (V)	1.100
Tensión de operación (V)	200 – 1.000
Tensión nominal (V)	600
Corriente máxima por MPPT (A)	26
Corriente de cortocircuito máxima por MPPT (A)	40
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad de entradas	20
VALORES DE SALIDA AC	
Potencia nominal (W)	100.000
Voltaje de salida nominal (Vac)	400
Número de fases	3
Frecuencia (Hz)	50
Intensidad nominal (A)	144,4
Intensidad máxima (A)	160,4
ESPECIFICACIONES GENERALES	
Dimensiones	1.035 mm x 700 mm x 365 mm
Modo de enfriamiento	Enfriamiento natural

Tabla 8. Características principales inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1.

El inversor Huawei SUN2000-100-KTL-M1 cuenta con las siguientes protecciones internas:

- Dispositivo de desconexión del lado de entrada.
- Protección anti-isla y ante fallo por arco eléctrico.
- Protección contra sobreintensidad de AC.
- Protección contra polaridad inversa DC.
- Descargador de sobretensiones de DC y AC de tipo II.

Los inversores cumplen con las normas IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, IEC 62116, AS/NZS 4777.2 2020.

En la siguiente tabla se muestra los inversores que se utilizarán en el presente proyecto, la potencia pico que se instalará en cada uno de ellos y la relación de potencia pico/nominal que tendrán:

NOMBRE	INVERSOR	POTENCIA INSTALADA	kWp/kWn
Inversor 1	SUN2000-100KTL-M1	118,8	1,188
Inversor 2	SUN2000-100KTL-M1	118,8	1,188

Tabla 9. Asignación y distribución inversores.

Se utilizarán dos inversores de 100kW de forma que en caso de que se produzca una parada de funcionamiento de alguno de ellos por causa de un fallo, mantenimiento o anomalía el otro inversor podrá seguir en funcionamiento. De este modo se logrará que en caso de que uno se pare, el 50% del total de la instalación fotovoltaica continúe en funcionamiento y se disminuya el impacto de estas situaciones adversas.

Los inversores fotovoltaicos seleccionados para la planta fotovoltaica de la nave industrial objeto del presente proyecto, se ubicará en el interior de la nave, como muestra la imagen, junto al cuadro general de protecciones y la batería de condensadores.



Ilustración 14. Ubicación inversores.

A continuación, se muestra la representación de la ubicación de los inversores junto al cuadro de comunicaciones de la instalación fotovoltaica y sus canalizaciones pertinentes al CGPBT de la nave industrial:

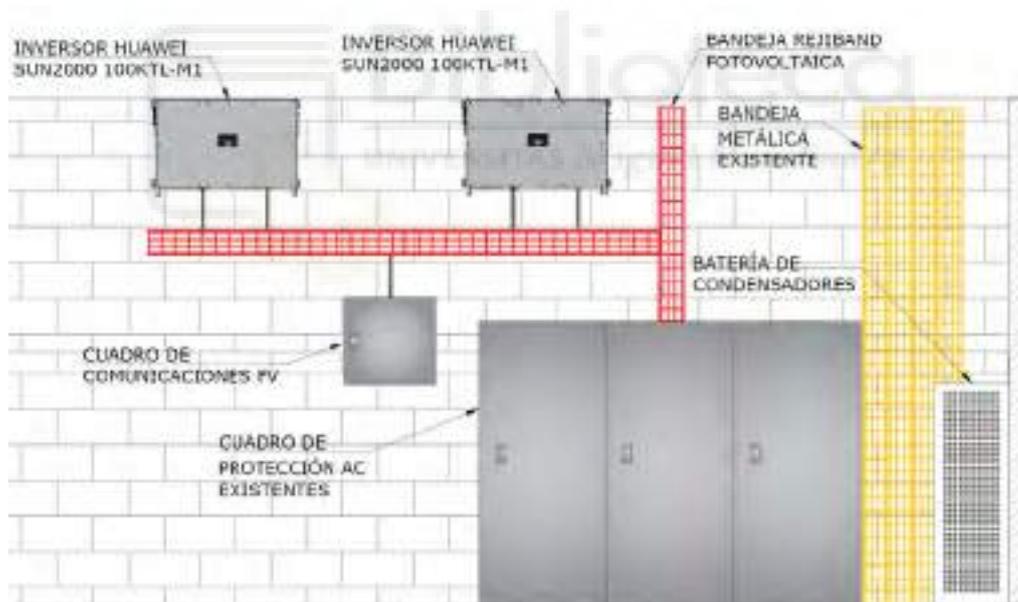


Ilustración 15. Representación ubicación equipos en sala técnica.

1.9.6. ESTRUCTURA SOPORTE

Para el soporte de los módulos fotovoltaicos se utilizará estructura de microrail de aluminio con tornillería de acero inoxidable (Plano 3).

El montaje de estas estructuras es rápido y sencillo. Todas las uniones son atornilladas, sin soldadura.

Existen diferentes tipologías de estructura: la estructura coplanar o la estructura elevada según las pendientes y orientación de la cubierta, así como la inclinación óptima para cada ubicación.

En este proyecto se ha utilizado la estructura coplanar, caracterizadas por aprovechar la inclinación y orientación de la propia cubierta para colocar los módulos fotovoltaicos, lo que permitirá una mejor adaptación de la instalación fotovoltaica a la geometría del tejado.

Se utilizará una estructura soporte SG3-100. Se trata de un microrail de aluminio de 100 mm de longitud con perfil G3 de Sunfer, que está diseñado para ser instalado en posición vertical sobre las grecas de la cubierta metálica de tipo panel sandwich. Este tipo de estructuras incluyen una junta de estanqueidad EPDM para asegurar que no se produzcan filtraciones.

La fijación de la estructura de microrail se realizará directamente sobre las grecas de la cubierta tipo sandwich mediante tornillos de perforación de acero SW8. Estos tornillos cuentan con una punta de perforación reducida, por lo que se taladrará directamente la superficie de la cubierta, sin necesidad de realizar un taladrado previo. Una de las ventajas de este sistema de anclaje es que es poco invasivo, ya que la perforación se realiza sobre la superficie del panel sandwich, sin llegar a alcanzar a las correas del edificio, por lo que los daños que se puedan causar son pocos significativos. Además, estos tornillos cuentan con una arandela con junta EPDM incorporada para evitar filtraciones a través de las fijaciones.

A continuación, se muestra una imagen de módulos fotovoltaicos montados en estructura coplanar a la cubierta:



Ilustración 16. Foto ejemplo instalación coplanar.

Para la fijación de los módulos a los microrrailes se utilizarán presores de sujeción, que mediante el ajuste de su mecanismo de apriete, realizarán la sujeción del módulo desde el bastidor de este. Se utilizarán presores centrales S11 de Sunfer para llevar a cabo la unión entre distintos módulos y presores finales S10 de Sunfer en la parte superior e inferior de cada una de las mesas de módulos fotovoltaicos que componen la instalación.

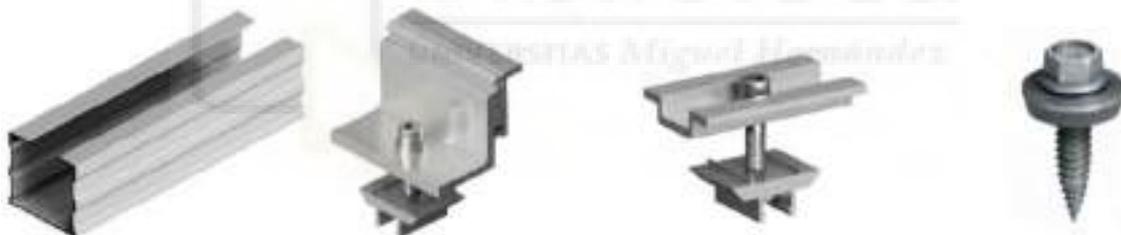


Ilustración 17. Componentes de la estructura soporte.

Tanto los microrrailes, como los presores centrales y finales serán de una aleación de aluminio EN AW 6005A T6 que se caracteriza por ser de un material de alta calidad, con una alta resistencia mecánica, incluso en las uniones soldadas, y una buena resistencia a la corrosión.

La tornillería será de acero inoxidable, cumpliendo así con las recomendaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE.

1.9.7. CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS EN CADENAS

Los módulos fotovoltaicos se conectarán en serie entre sí de manera directa, formando 20 cadenas de 18 módulos que serán distribuidas en los dos inversores que componen la instalación.

El número de módulos por cadena se establece teniendo en cuenta las características eléctricas del inversor. En el apartado de cálculos justificativos del presente proyecto se justificará numéricamente la solución adoptada.

El conexionado de las cadenas o strings se llevará a cabo mediante la técnica “Daisy Chain”. Esta técnica consiste en realizar una conexión en serie en la que el polo positivo de un módulo se conecta al polo negativo del siguiente módulo y así sucesivamente hasta que se hayan conectado todos los módulos que forman la cadena. Esta unión se realizará por medio del cableado que viene preinstalado en el módulo fotovoltaico por el fabricante.

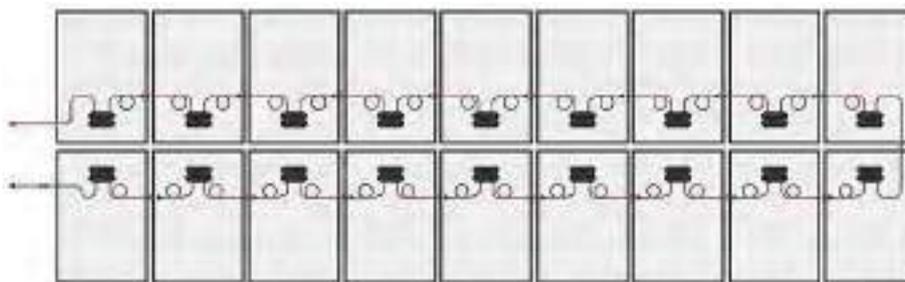


Ilustración 18. Conexionado de los módulos en cadenas.

El voltaje total de cada una de las cadenas será la suma agregada de los voltajes de cada uno de los módulos fotovoltaicos que la compone y la intensidad que circulará por cada módulo será la misma y estará limitada por el de menor corriente. Por este motivo, para asegurar que cada módulo que compone la cadena reciba la misma cantidad de energía solar y evitar posibles pérdidas de eficiencia en el sistema, se realizarán cadenas de módulos que estén orientados en la misma dirección y tengan la misma inclinación.

Cada módulo fotovoltaico solar Risen tiene incorporado para su conexión dos cables fotovoltaicos unipolares de cobre de 1000V de aislamiento y 4mm² de sección, que pueden soportar hasta 90°C de temperatura y son resistentes a la luz solar (UV).

Los módulos incluyen conectores “Plug and Play” al final de cada cable. Se trata de un tipo de conector enchufable que permite una conexión sencilla y directa entre módulos.

El exceso de cableado de cada módulo se recogerá y se fijará a la estructura con bridas o presillas para evitar que cuelguen.

1.9.8. CARGADORES DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

El dispositivo que se encargará de recargar la batería del vehículo eléctrico debe convertir la corriente alterna que suministrarán los inversores de la instalación fotovoltaica a corriente continua para que se pueda almacenar en la batería.

Hoy en día existen seis posibilidades para recargar los vehículos eléctricos:

- Modo 1: Consiste en conectar el vehículo eléctrico a una toma no destinada a la carga de vehículos y sin un adaptador de seguridad. Se recarga a 230 V. Este modo de recarga no está recomendado para recargar coches eléctricos.
- Modo 2: Recarga Lenta. Es el modo de recarga más recomendado para alargar la batería de los vehículos eléctricos. Este modo de recarga, utiliza un voltaje de 230 V y puede alcanzar una potencia de 3.7 kW como máximo. Además, el cargador está dotado de un adaptador de seguridad que protege el vehículo eléctrico. Este método recarga un automóvil en un periodo de tiempo de 8 horas.
- Modo 3: Recarga Semi-Rápida. Para realizar recarga semi-rápida se requiere un dispositivo conocido como WALLBOX. Este sistema ofrece recarga tanto monofásica como trifásica, dando la posibilidad de recargar el vehículo eléctrico en una hora y media. Para alcanzar este tiempo de recarga, con el adaptador mencionado y utilizando corriente trifásica, se pueden suministrar dos potencias, la primera es de 11kW (16 A y 400 V) y la segunda es de 22kW (32 A y 400 V). Con 11kW un automóvil se recarga en tres horas, mientras que con 22kW, un automóvil se recarga en hora y media.
- Modo 4: Recarga Rápida. Este método recarga el coche con corriente continua, suministrando una potencia de 50kW a 400V, permitiendo recargar un automóvil en 30 minutos.
- Modo 5: Recarga Super Rápida. Este método demanda el doble de potencia que el modo anterior, reduciendo considerablemente el tiempo de recarga.

- Modo 6: Recarga Ultra Rápida. Comprende entre los 150 y los 350 kW de potencia instalada, siendo capaz de cargar un automóvil entre seis y trece minutos.

En referencia al tipo de conector para vehículo eléctrico que se utilizará en la instalación en el mercado se pueden encontrar los siguientes enchufes, con diferente tamaño y propiedades:

- Conector doméstico tipo schuko: es compatible con las tomas de corriente europeas. Tiene dos bornes y toma de tierra y soporta corrientes de hasta 16 A, solo para recarga lenta y sin comunicación integrada.
- Conector SAE J1772, o tipo 1 o Yazaki: estos enchufes tienen una capacidad de recarga de hasta 7,2 kW, es específico para vehículos eléctricos, teniendo únicamente compatibilidad con sistemas monofásicos. Cuenta con cinco bornes, los dos de corriente, el de tierra, y dos complementarios, de detección de proximidad (el automóvil no se puede mover mientras esté enchufado) y de control (comunicación con la red):
 - Nivel 1: hasta 16 A, para recarga lenta.
 - Nivel 2: hasta 80 A, para recarga rápida.
- Conector Mennekes, o tipo 2: es un conector de tipo industrial. Tiene siete bornes, cuatro para corriente, permitiendo la transmisión de potencia en sistemas monofásicos y trifásicos, el de tierra y dos para comunicaciones.
 - Monofásico: hasta 16 A, para recarga lenta.
 - Trifásico: hasta 63 A, para recarga rápida.
- Conector Scame, único combinado o CCS o tipo 3: tiene cinco o siete bornes, ya sea para corriente monofásica o trifásica, tierra y comunicación con la red. Admite hasta 32 A (para recarga semi-rápida). Este tipo de conector posibilita la recarga a potencias que pueden alcanzar los 150 kW, aunque normalmente se utilizan mayoritariamente entregando una potencia de 50 kW.
- Conector CHAdeMO: este tipo de conector está pensado específicamente para recarga rápida en corriente continua siendo capaz de suministrar hasta 62,5 kW. Tiene diez bornes, toma de tierra y comunicación con la red. Admite hasta 200 A (para recargas ultra-rápidas).

Teniendo en cuenta la utilidad de los puntos de recarga para la instalación objeto de este proyecto se optará por la implantación del Modo 3 de recarga de vehículos con conector Mennekes, o tipo 2, de la marca ABB modelo TAC W22-T-RD-MC, dotando al estacionamiento de la nave industrial de cuatro cargadores de 22 kW que funcionaran de manera trifásica a 32 A y 400 V con el objetivo de abastecer los consumos de la flota de automóviles de la empresa.



Ilustración 19. Conector Tipo 2: Mennekes.

Los cargadores de vehículo eléctrico seleccionados para la nave industrial objeto del presente proyecto, se ubicarán en las plazas de estacionamiento de vehículos más cercanas a la nave industrial, como muestra la siguiente imagen:



Ilustración 20. Ubicación cargadores de vehículo eléctrico.

1.9.9. CUADROS ELÉCTRICOS

1.9.9.1. CUADROS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DC

Las protecciones DC estarán integrados en los propios inversores fotovoltaicos.

La entrada de cables se realizará por la parte inferior mediante la utilización de los conectores suministrados junto a los inversores. La entrada se realizará con cable con conductor de cobre con aislamiento de 0,6/1,5 kV.

Los inversores seleccionados incluyen descargadores de sobretensión DC tipo II. Estos descargadores limitan mediante descargas a tierra los valores de sobretensión a niveles soportados por los elementos de la instalación mediante descargas a tierra.

Además, los inversores incorporan un dispositivo de corte automático en el lado de entrada de corriente continua. Por lo que en caso de que se produzca un cortocircuito en el inversor, este dispositivo se activará inmediatamente, desconectará la entrada y detendrá la entrega de energía eléctrica.

1.9.9.2. CUADROS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA AC

Las protecciones eléctricas de la parte de corriente alterna cumplirán las exigencias dispuestas en la ITC-BT-40 y en la normativa aplicable recogida en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Los inversores SUN2000-100KTL-M1 llevan un dispositivo de corte automático incorporado en la caja de alterna del mismo. Además, también disponen de una unidad de monitorización de corriente residual (RCMU) dentro.

El propio inversor también lleva instalado un descargador de sobretensión tipo II en el lado AC.

Cada salida de los inversores SUN2000-100KTL-M1 estará protegida por un interruptor magnetotérmico con una corriente nominal de 250 A y cada cargador de vehículo eléctrico estará protegido por un interruptor magnetotérmico con una corriente nominal de 40 A.

Estos dispositivos están destinados a interrumpir la corriente eléctrica del circuito en caso de que se produzca una sobrecarga o cortocircuito, siendo el objetivo principal de este dispositivo proteger la instalación.

Aguas arriba del interruptor automático magnetotérmico se instalará un interruptor automático diferencial de 250 A tetrapolar de 300 mA de sensibilidad

y cada cargador de vehículo eléctrico contará con uno de 40 A, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.

Todas las protecciones antes descritas se encontrarán instaladas en el Cuadro General de Protecciones de Baja Tensión existente, que dispone de suficiente espacio para alojarlas. Protegiendo este CGPBT se encuentra un interruptor magnetotérmico general de 1250 A.

A continuación, se muestra una imagen de dicha protección:



Ilustración 21. Protección magnetotérmica general del CGPBT de la nave industrial.

Se instalarán los elementos necesarios para la medida de consumos y generación, como: medidor, toroidales, datalogger, etc. (Plano 5).

Además, el propio inversor integrará protecciones anti-isla, ante fallo por arco eléctrico, contra sobreintensidad y descargadores de sobretensión en el lado de corriente alterna que cumplirán con la legislación vigente y en particular la normativa especificada en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

La protección anti-isla evita que el inversor esté en funcionamiento en caso de que se produzca un corte de suministro de la red eléctrica, ya sea por mantenimiento, reparación o falla. Ante cualquiera de estas situaciones el inversor llevará a cabo la desconexión y no inyectará corriente en la red. Este comportamiento del dispositivo se conoce como funcionamiento en isla y

garantiza que el inversor conectado a red funcione únicamente en caso de que haya presencia de corriente alterna.

1.9.10. LÍNEAS ELÉCTRICAS

1.9.10.1. LÍNEAS ELÉCTRICAS DC

En la instalación fotovoltaica se consideran dos tipos de cableado de corriente continua: el cable preinstalado en el módulo y el cable entre los finales de serie y el inversor.

Una parte de la línea de corriente continua, desde la ubicación de los módulos fotovoltaicos hasta el punto de acceso al interior de la nave industrial, será exterior, discurrirá sobre la cubierta expuesta a la intemperie y la otra parte de la línea, desde el punto de acceso al interior de la nave industrial hasta el punto de conexión con los inversores, será interior. Se tendrá en cuenta esta consideración para dimensionar un conductor que asegure el cumplimiento de los criterios de diseño y normativa en ambas partes de la instalación.

Conforme a las especificaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, para cualquier condición de trabajo, los conductores estarán dimensionados con la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

No obstante, las secciones de cables estarán sobredimensionadas por el hecho de que las caídas de tensión en este tipo de instalaciones producen pérdidas energéticas directas con lo que un incremento en la sección del cableado producirá un mayor rendimiento de la instalación.

La caída de tensión podrá variar dependiendo de la distancia a la que se encuentre el final de serie de la cadena de módulos y el inversor al que se va a conectar. Por este motivo, se analizará cada una de las agrupaciones de forma independiente para garantizar el cumplimiento de la normativa.

A continuación, se definen los distintos tipos de cable utilizados en las líneas eléctricas DC:

- Unión de módulos fotovoltaicos:

Se realiza por medio del cableado que viene preinstalado por el fabricante. El cable es unipolar de cobre de 1000V de aislamiento, 4 mm² de sección y una longitud de 900 mm. La longitud del cable permite que los módulos se conecten de forma alternada, reduciendo la cantidad de cable necesario para los finales de serie y al mismo tiempo reduciremos las caídas de tensión en el circuito eléctrico.

La conexión de los módulos se realiza mediante los conectores estancos utilizados por el fabricante de los módulos. El conector utilizado será del tipo MC4 IP67 o Amphenol H4 IP68.

- Unión de los finales de serie con el inversor:

Es el cable que une los finales de serie de los módulos con el inversor. La ubicación de los inversores hace variar la caída de tensión de las distintas series de la agrupación.

Irán bajo canaleta o apoyados en la parte trasera de la estructura de forma que se evite el envejecimiento por radiación ultravioleta.

Se utilizará cable 10 mm² TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K del fabricante Top Cable con cubierta de goma libre de halógenos de color rojo en los finales de serie positivos y de color negro en los finales de serie negativos. Contará con tensión de aislamiento 1500V y conductor de cobre, lo que reduce las caídas de tensión por debajo del 1,5% en el caso más desfavorable.

1.9.10.2. LÍNEAS ELÉCTRICAS AC

En este punto se describen las líneas eléctricas de conexión de los cargadores de vehículos eléctricos con el cuadro de protección AC, del inversor con el cuadro de protección AC y del cuadro de protección AC al punto de conexión.

Para el conexionado de los cargadores de vehículos eléctricos se utilizará cable unipolar TOXFREE ZH RZ1-K (AS) del fabricante Top Cable con aislamiento polietileno reticulado tipo XLPE de 1000 V y conductor de cobre de sección 6 mm², para garantizar que cumpla el criterio de la caída de tensión, según se indica en la siguiente tabla:

TRAMO	S CONDUCTOR
Cargador 1 – Caja AC	Cable 4x6 mm ² (3F+N) + 1x 6mm ² (T) XLPE 1 KV
Cargador 2 – Caja AC	Cable 4x6 mm ² (3F+N) + 1x 6mm ² (T) XLPE 1 KV
Cargador 3 – Caja AC	Cable 4x6 mm ² (3F+N) + 1x 6mm ² (T) XLPE 1 KV
Cargador 4 – Caja AC	Cable 4x6 mm ² (3F+N) + 1x 6mm ² (T) XLPE 1 KV

Tabla 10. Sección cable cargadores AC.

Para la salida de cada inversor y el cuadro de protección eléctrica AC se utilizará cable unipolar TOXFREE ZH RZ1-K (AS) del fabricante Top Cable con aislamiento polietileno reticulado tipo XLPE de 1000 V y conductor de cobre de sección 70 mm², para garantizar que cumpla el criterio conforme a lo establecido en la ITC-40 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, para la intensidad nominal de funcionamiento, la máxima caída de tensión para el tramo de corriente alterna no será superior a un 1,5%, según como se indica en la siguiente tabla:

TRAMO	S CONDUCTOR
Inversor 1 – Caja AC	Cable 4x95 mm ² (3F+N) + 1x 50mm ² (T) XLPE 1 KV
Inversor 2 – Caja AC	Cable 4x95 mm ² (3F+N) + 1x 50mm ² (T) XLPE 1 KV

Tabla 11. Sección cable inversores AC.

En la línea desde el cuadro AC hasta el centro de transformación se utiliza cable unipolar de 240 mm², con cuatro conductores por fase y aislamiento de 1000 V.

TRAMO	S CONDUCTOR
Caja AC – Transformador	Cable 3x3x240 mm ² (3F+N) + 3x240mm ² (T) XLPE 1 KV

Tabla 12. Sección cable transformador.

1.9.11. BANDEJAS Y TUBOS DE PROTECCIÓN

Los diferentes tipos de circuitos eléctricos y de comunicaciones existentes discurrirán por el interior de bandejas y tubos de protección. Las bandejas utilizadas serán dimensionadas según la ITC-BT-20 y tendrán una sección adecuada de forma que se permita un fácil alojamiento y extracción del cableado, permitiendo colocar los cables de manera cómoda y sin excesiva tensión. Las bandejas contarán como mínimo con un 50% de su superficie libre una vez instalado el circuito eléctrico en su interior para garantizar una buena circulación de aire alrededor del cableado y evitar posibles problemas de sobrecalentamiento.

Los tubos de protección se dimensionarán conforme a lo especificado en la ITC-BT-21 en el que se especifican las características mínimas del tubo y el diámetro exterior mínimo en función del número y la sección de los conductores a conducir.

A continuación, se detalla el tipo de tubo y/o bandeja utilizado para cada tipo de circuito:

- **Línea de DC:** En el tramo de corriente continua que discurre por la cubierta se utilizarán bandejas tipo rejilla de acero de 60x60mm de forma que se evite el envejecimiento por radiación ultravioleta. Además, se instalará en la cubierta a lo largo de las cumbreras como se indica en los planos (Plano 4.1).

Los tramos de bandeja de rejilla irán protegidos mediante una tapa ciega de acero destinada a cubrir y proteger el cableado.



Ilustración 22. Canal rejiband con tapa.

El acceso al interior del edificio se realizará a través de un orificio existente en la cubierta destinado al paso del cableado de los equipos de climatización del cliente. La canalización de los conductores en este tramo se realizará mediante tubos flexibles anillados fabricados en poliamida 6 autoextinguible modelo LG-PA DN48 del fabricante Pensa. Este tubo libre de halógenos con índice de protección IP67 cuenta con un alto grado de flexibilidad y un excelente comportamiento a la intemperie y a la radiación UV.

A continuación, para el tramo de canalización que discurre por el interior de la nave industrial, los conductores DC se alojarán en bandejas de tipo

rejilla de acero de 60x200 mm que irán sujetas a la pared mediante soportes metálicos.

- Línea de AC:** En el tramo de corriente alterna que discurre por el exterior del edificio desde los cargadores de vehículo eléctrico hasta el cuadro de protecciones se utilizarán bandejas tipo rejilla de acero de 60x60mm de forma que se evite el envejecimiento por radiación ultravioleta. Para el paso de cable de cobre y comunicaciones desde los inversores a los cuadros de protección se utilizará bandeja metálica tipo rejilla de acero de 60x200mm. En caso de existir espacio disponible, se utilizarán las bandejas existentes (Plano 4.3).

En el interior del cuarto técnico de inversores, estas bandejas irán sujetas a la pared mediante soportes metálicos, mientras que, para la distribución del cableado desde este cuarto hacia el punto de conexión, se utilizará un falso techo existente donde las bandejas irán sujetas al techo.

A continuación, se muestra la representación de la ubicación de los inversores junto al cuadro de comunicaciones de la instalación fotovoltaica y sus canalizaciones pertinentes al CGPBT de la nave industrial:

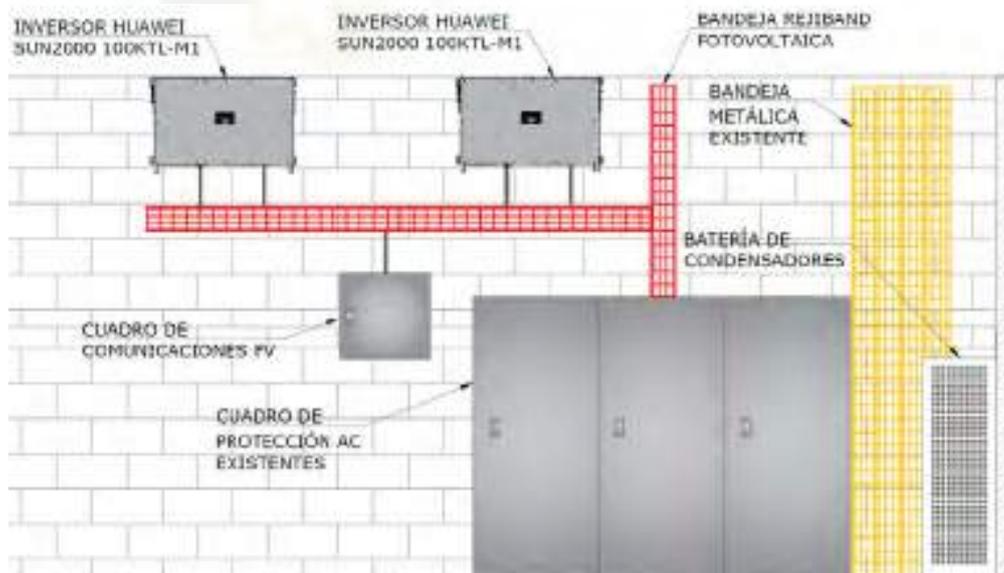


Ilustración 23. Representación canalización en sala técnica.

Las bandejas de rejilla de acero que se utilizarán para la canalización de los conductores en este proyecto son del fabricante Pemsas. Estas bandejas se caracterizan por estar compuestas de varillas electrosoldadas en malla que les proporcionan gran resistencia y elasticidad. Una de las ventajas de emplear

estas bandejas es el ahorro de tiempo en su instalación gracias a su sistema de conexión rápida sin tornillos.

En el caso de que en una misma canal discurran cables eléctricos y de telecomunicaciones, se instalará una separación física aislante de la misma.

Para los puntos de entrada y salida al falso techo se emplearán tubos flexibles.

1.9.12. PUESTA A TIERRA

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (art.15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan

diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

Tomas de tierra:

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

- barras, tubos;
- pletinas, conductores desnudos;
- placas;
- anillos o mallas metálicas constituidos por los elementos anteriores o sus combinaciones;
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas;
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

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

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros

efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Conductores de tierra:

La sección de los conductores de tierra, cuando estén enterrados, deberá estar de acuerdo con los valores indicados en la tabla siguiente. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según Tabla 2 ITC-BT-18	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
Protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 25 mm ² Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.		

Tabla 13. Determinación conductores de tierra.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

Bornes de puesta a tierra:

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

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

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

Conductores de protección:

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores fase (mm ²)	Sección conductores protección (mm ²)
$S_f < 16$	S_f
$16 < S_f < 35$	16
$S_f > 35$	$S_f/2$

Tabla 14. ITC BT 18.

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.

Como conductores de protección pueden utilizarse:

- conductores en los cables multiconductores,
- conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los
- conductores activos, conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección. Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

Resistencia de la toma de tierra:

El valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

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

Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

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

La siguiente tabla muestra unos valores orientativos de la resistividad para un cierto número de terrenos.

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla 15. ITC BT 18.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 16. ITC BT 18.

Aunque los cálculos efectuados a partir de estos valores no dan más que un valor muy aproximado de la resistencia a tierra del electrodo, la medida de resistencia de tierra de este electrodo puede permitir, estimar el valor medio local de la resistividad del terreno. El conocimiento de este valor puede ser útil para trabajos posteriores efectuados, en condiciones análogas.

En esta instalación, por sus características, deberemos asegurar que la tensión de contacto este por debajo de los 24 V, y protegiendo las líneas con diferencial de 300 mA, significa que la resistencia de tierra debe tener un valor inferior a 80 ohmios, aunque por motivos de seguridad, y de forma general, no se aceptarán valores de tierra superiores a los 20 Ohmios

Tomas de Tierra independientes:

Se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

1.9.13. SISTEMA ANTIVERTIDO

Conforme a lo establecido en el apartado 4.3.1 de la ITC-BT-40, en el caso de las centrales generadoras conectadas en baja tensión, la suma de las potencias nominales de los inversores no podrá exceder de 100kWn. Sin embargo, en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril se indica que para instalaciones de autoconsumo sin excedentes no se les aplica dicho apartado. Por este motivo y debido a que la instalación proyectada para inyectar energía al punto de suministro de la nave industrial es de 200kWn conectada en baja tensión, se realizará bajo la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

Para evitar el vertido de excedentes en el punto de suministro se instalará el dispositivo de monitorización y gestión de sistemas de alimentación fotovoltaica SmartLogger3000, cuya función será ajustar el balance generación-consumo para evitar el vertido de energía en la red.



Ilustración 24. SmartLogger3000.

Para llevar a cabo esta tarea, el dispositivo de control ajustará la generación de los inversores a partir de la información acerca del consumo energético proporcionada por el sensor de potencia inteligente que se conectará en el punto de conexión a red. De esta manera, se realizará una regulación de la generación ajustada al consumo energético de la instalación. Este modo de funcionamiento se activará mediante software, a través de la función “antivertido” disponible en las opciones de configuración del dispositivo.

1.9.14. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL

Se instalará un sistema de monitorización y control adaptado a las necesidades y exigencias del cliente o del gestor de mantenimiento implicado.

La herramienta para el control y la monitorización de la instalación permitirá realizar el seguimiento de la instalación, y anticiparse a problemas y defectos que puedan aparecer en la misma, facilitando el mantenimiento predictivo y permitiendo la correcta planificación de mantenimientos preventivos.

Además, es una herramienta que instantáneamente nos permitirá conocer el estado de la instalación y actuar de la forma más rápida posible ante averías del sistema.

Mediante un diseño actual e intuitivo, el usuario puede acceder a los diferentes dispositivos monitorizados en la instalación, consultando las magnitudes eléctricas deseadas, estados de los equipos, registros históricos, informes de generación y consumo, registro de alarmas...



Ilustración 25. Sistema de monitorización.

Para la medición del consumo de red del cliente, el consumo de energía fotovoltaica y el vertido de excedentes se utilizarán sensores de potencia inteligente tipo DTSU666-H 250 A/50 mA. Estos dispositivos se instalarán en el punto de conexión a la red y registrarán las mediciones de voltaje y corriente en cada una de las fases. Cabe señalar que cada sensor está equipado con una interfaz de comunicación RS485, lo que permitirá la transmisión de datos a otros dispositivos de medición o monitoreo.

Los inversores se conectarán en cascada a través de un cable de comunicaciones RS485, el cual se conectará al puerto COM del SmartLogger3000. Del mismo modo, se comunicará el sensor de potencia inteligente DTSU666-H 250 A/50 mA encargado de realizar las mediciones en este punto de suministro.

Para llevar a cabo la comunicación con el sistema de monitorización, el SmartLogger3000 se conectará a un switch Ethernet a través del puerto WAN, lo que permitirá la conexión a Internet mediante el router del cliente.

1.9.15. PUNTO DE CONEXIÓN A LA INSTALACIÓN EXISTENTE

La instalación fotovoltaica se conectará en un punto de la red interna de baja tensión del cliente. Se conectará previo al CGPBT de la nave industrial (Plano 5).

A continuación, se muestra un esquema unifilar de conexión de la planta:

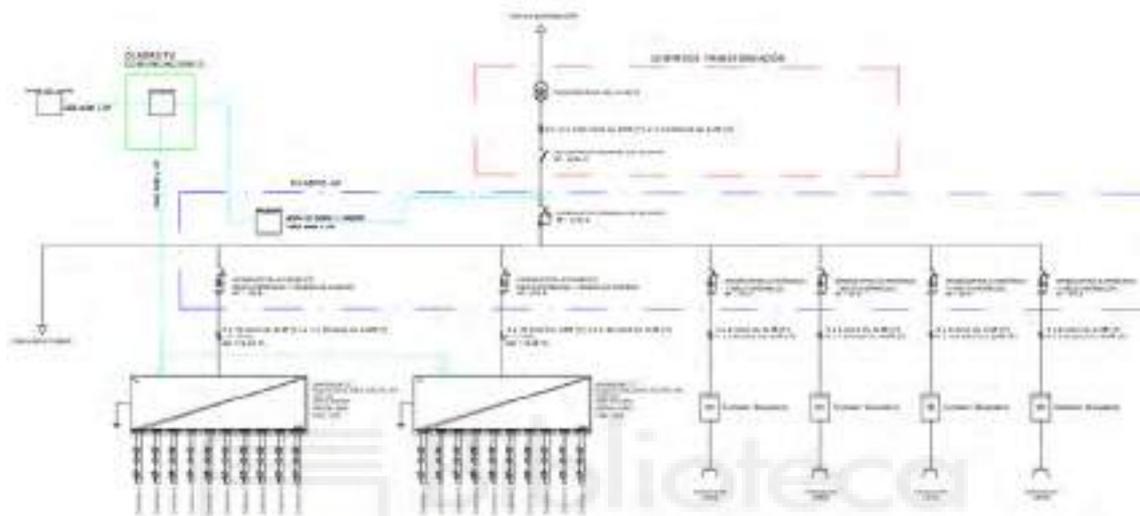


Ilustración 26. Esquema de conexión instalación.

Según establece la ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión, se define las instalaciones generadoras interconectadas como aquellas instalaciones que están trabajando normalmente en paralelo con la Red de Distribución Pública.

Las instalaciones generadoras interconectadas para autoconsumo podrán pertenecer a las modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes o modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Las prescripciones de la ITC-BT-40 son aplicables a todas instalaciones de autoconsumo interconectadas, sea cual sea su potencia.

Todos los generadores para suministro con autoconsumo con excedentes independientemente de su potencia y los generadores para suministro con autoconsumo sin excedentes de potencia instalada superior a 800 VA, que se

conecten a instalaciones interiores o receptoras de usuario, lo harán a través de un circuito independiente y dedicado desde un cuadro de mando y protección que incluya las protecciones establecidas por la normativa.

1.9.16. INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

Se puede hablar de integración arquitectónica ya que el generador fotovoltaico no incumple las normativas de Impacto Ambiental e Impacto Visual.

1.9.17. OBRA CIVIL

La instalación se realiza sobre la cubierta de las naves existentes y en el aparcamiento, y el cable AC discurrirá por bandeja y bajo tubo existente hasta el nuevo cuadro AC, tal como se puede ver en planos.

Para el paso de cables desde el cuadro existente hasta el nuevo cuadro de comunicaciones de la instalación fotovoltaica se utilizará canalización mediante bandeja metálica y tubo sujetos al muro contiguo a este cuadro.

1.9.18. INSTALACIÓN DE ESCALERAS DE ACCESO A CUBIERTAS Y LÍNEAS DE VIDA

Para el acceso de personal a la cubierta de la nave industrial se prevé utilizar una plataforma elevadora articulada.

En caso de que la empresa de coordinación y seguridad indicase la necesidad de instalar escaleras de acceso o paso entre cubiertas, se detalla a continuación las recomendaciones.

1.9.18.1. ACCESO A LA CUBIERTA DE LA NAVE INDUSTRIAL

Instalación de una escalera fija vertical de la altura de la nave. Esta escalera tendrá diversos puntos de anclaje, sujetos al muro contiguo a la misma. De este modo, se imposibilita cualquier tipo de movimiento de la escalera cuando está siendo utilizada. Además, cuenta con jaula de protección y barandilla para

desembarcar con total seguridad. Tanto la escalera como la jaula estarán fabricados de acero galvanizado en caliente o aluminio evitando la oxidación de la misma. Deberá incorporar un cierre inferior de seguridad que evita el acceso a personal no autorizado, soportes con pletinas que sirven para la fijación a pared y barandilla de seguridad de 112 cm de altura que sobresale para desembarcar desde la escalera al techo de la nave en total seguridad.

A continuación, se muestra una imagen ejemplo de dicha escalera de seguridad:



Ilustración 27. Escalera de acceso vertical.

En la siguiente imagen, como en el Plano 2.2 donde se puede apreciar con más detalle, se indica la posible ubicación de la escalera, que deberá ser confirmada por el cliente:



Ilustración 28. Ubicación escalera de acceso a cubierta.

1.9.18.2. LÍNEAS DE VIDA

En la instalación no existen líneas de vida instaladas, por lo tanto, se instalarán puntos de anclaje en todas aquellas cubiertas en las que sea necesario para instalar líneas de vida provisionales durante la etapa de construcción y operación de la planta. Estos medios de seguridad son necesarios por existir posibilidad de caídas a distinto nivel desde el borde de las cubiertas, así como caídas a través de lucernarios.



Ilustración 29. Líneas de vida provisionales.

Además, se tienen en cuenta los elementos ubicados en suelo y se instalarán puntos de anclaje en aquellas zonas en las que de producirse una caída y por efecto péndulo se pudiesen originar choques contra dichos elementos.



Ilustración 30. Puntos de anclaje.

En el plano correspondiente (Plano 2.4) se define la ubicación de los puntos de anclaje y de las líneas de vida provisionales que serán instaladas, en función de la situación actual en el momento de la instalación se podrá modificar la

ubicación de líneas de vida y/o puntos de anclaje para que no exista ningún tipo de riesgo en la instalación.

1.9.19. GESTIÓN DE RESIDUOS

El material fotovoltaico que se utilizará en la instalación será almacenado dentro de las propias naves industriales.

El cartón, plástico y corchos de protección procedentes de los embalajes, los retales de cobre y el resto de los residuos generados en la instalación serán adecuadamente separados y gestionados por el contratista de la instalación.



2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1. DIMENSIONAMIENTO DEL NÚMERO DE MÓDULOS POR CADENA

Uno de los factores que más afección tienen sobre el rendimiento de los módulos fotovoltaicos es la temperatura ambiente, siendo la tensión el parámetro más afectado debido a este factor. Por este motivo, se dimensionará la instalación teniendo en cuenta la variación del funcionamiento de los módulos en condiciones de temperatura distintas a las STC (Standard Test Conditions) y se asegurará su correcto funcionamiento en las condiciones de temperatura extremas del lugar.

El voltaje de circuito abierto Voc del módulo será inversamente proporcional a la temperatura de funcionamiento de este. Por lo que se garantizará para la temperatura ambiente más baja que se pueda registrar en el emplazamiento, que la tensión en circuito abierto (Voc) de la cadena de módulos sea siempre inferior a la tensión máxima admisible por el inversor fotovoltaico.

Además, se garantizará que la tensión de operación mínima del conjunto de cadenas de módulos fotovoltaicos sea superior a la tensión mínima de funcionamiento del inversor fotovoltaico. Para garantizar el cumplimiento de este criterio, se realizará un análisis en el escenario más desfavorable, es decir, a la temperatura máxima de funcionamiento.

Análisis fotovoltaico en condiciones de temperatura máxima:

Mediante la siguiente fórmula se calcula, a partir de la temperatura ambiente máxima absoluta de la ubicación seleccionada, la temperatura que tendrá el módulo fotovoltaico en estas condiciones.

$$T_{\text{módulomax}}(^{\circ}\text{C}) = T_{\text{ambientemax}}(^{\circ}\text{C}) + G \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) \times \frac{\text{NMOT} - 20^{\circ}\text{C}}{0,8 \left(\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right)}$$

Siendo:

- $T_{ambientes\ max}$ → Temperatura ambiente máxima de la ubicación seleccionada ($^{\circ}C$).
- G → Irradiancia máxima del lugar (kW/m^2).
- $NMOT$ → Temperatura de operación de la célula ($^{\circ}C$).

A partir de la información que se puede extraer de la Agencia Estatal De Meteorología (AEMET) el valor de la temperatura ambiente máxima registrada para la ubicación en la que se va a llevar a cabo la instalación es de $46,8^{\circ}C$. Por otro lado, conforme a lo indicado en las especificaciones técnicas del módulo seleccionado, la temperatura nominal de operación de este es de alrededor de $44^{\circ}C$. Teniendo en cuenta estos valores, el módulo en funcionamiento podrá alcanzar la siguiente temperatura máxima:

$$T_{módulomax}(^{\circ}C) = 46,8^{\circ}C + 1 \left(\frac{kW}{m^2} \right) \times \frac{44^{\circ}C - 20^{\circ}C}{0,8 \left(\frac{kW}{m^2} \right)} = 76,8^{\circ}C$$

En estas condiciones de temperatura de operación se emplearán las siguientes fórmulas para realizar el cálculo de la de tensión MPP e intensidad de cortocircuito del módulo seleccionado:

$$V_{mpp}(T_{módulomax}) = V_{MPP-Tstc} + \left[1 + \frac{\Delta tPmax \times (T_{módulomax} - 25^{\circ}C)}{100} \right]$$

$$I_{sc}(T_{módulomax}) = I_{SC-Tstc} + \left[1 + \frac{\Delta tIsc \times (T_{módulomax} - 25^{\circ}C)}{100} \right]$$

Siendo:

- $V(MPP-Tstc)$ → Voltaje en máxima potencia en condiciones STC del módulo (V).
- $\Delta tPmax$ → Coeficiente de temperatura de Pmax del módulo ($\%/^{\circ}C$).
- $I(SC-Tstc)$ → Intensidad de cortocircuito en condiciones STC del módulo (A).
- $\Delta tIsc$ → Coeficiente de temperatura de Isc del módulo ($\%/^{\circ}C$).
- $T_{módulomax}$ → Temperatura máxima de funcionamiento ($^{\circ}C$).

Empleando las especificaciones técnicas del módulo, se puede observar que su voltaje de máxima potencia es de $38,12V$ y que presenta un coeficiente de

variación de la tensión en máxima potencia debido a la temperatura de $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$. A partir de esta información y de la temperatura máxima que podrá alcanzar en funcionamiento, se calcula el voltaje en máxima potencia de un módulo en esta condición:

$$V_{mpp}(T_{módulomax}) = 38,12 + \left[1 + \frac{-0,34 \times (76,8^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100} \right] = 31,41 \text{ V}$$

A partir del voltaje calculado que tendrá un módulo en condiciones de máxima temperatura y considerando que la tensión de arranque del inversor seleccionado es de 200V se determina el número mínimo de módulos que se podrá conectar en serie.

$$N^{\circ}_{módulosmínimo} = \frac{V_{dc \text{ arranque}}}{V_{mpp}(T_{módulomax})} = \frac{200}{31,41} \approx 7 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, para garantizar el funcionamiento del inversor incluso en las condiciones de temperatura más elevadas se realizará el conexionado en serie de un mínimo de siete módulos fotovoltaicos.

Teniendo en cuenta que la intensidad de entrada de cortocircuito del módulo es de 18,33A y que el coeficiente de variación de la intensidad de cortocircuito debido a la temperatura es de $0,04\%/^{\circ}\text{C}$, se calcula la intensidad de cortocircuito del módulo a la temperatura máxima que podrá alcanzar en funcionamiento:

$$I_{sc}(T_{módulomax}) = 18,33 + \left[1 + \frac{0,04 \times (76,8^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100} \right] = 19,35 \text{ A}$$

Sabiendo que la intensidad de cortocircuito máxima del inversor es de 40A, que la intensidad de entrada máxima por MPPT es de 26A, que el inversor consta de dos entradas por MPPT y que la corriente que circulará por un módulo fotovoltaico será igual a la corriente que circulará por toda la cadena, se verifica que al conectar dos cadenas en un mismo MPPT, la suma de las corrientes de salida del campo solar en condiciones de temperatura máxima superarán a la corriente máxima admisible por el inversor, por lo que no podrán conectarse dos cadenas por MPPT:

$$2 * 19,35 \text{ A} = 38,70 > 26 \text{ A}$$

Análisis fotovoltaico en condiciones de temperatura mínima:

A partir de la información que se puede extraer de la Agencia Estatal De Meteorología (AEMET) el valor de la temperatura ambiente mínima registrada para la ubicación en la que se va a llevar a cabo la instalación es de $-3,8\text{ }^{\circ}\text{C}$. Este valor de temperatura fue registrado en horario nocturno, horario en el que el sistema fotovoltaico no estaría en funcionamiento, por lo que para el cálculo se va a emplear de forma conservadora una temperatura mínima de operación de 0°C .

$$T_{módulomin}(^{\circ}\text{C}) = 0^{\circ}\text{C}$$

Bajo esta condición de temperatura de operación se ha empleado la siguiente fórmula para realizar el cálculo de la de tensión en circuito abierto que tendrá uno de los módulos fotovoltaicos seleccionados:

$$V_{oc}(T_{módulomin}) = V_{oc-Tstc} + \left[1 + \frac{\Delta tV_{oc} \times (T_{módulomin} - 25^{\circ}\text{C})}{100} \right]$$

Siendo:

- $V_{(OC-Tstc)}$ → Voltaje de circuito abierto en condiciones STC del módulo (V).
- ΔtV_{oc} → Coeficiente de temperatura de Voc del módulo ($\%/^{\circ}\text{C}$).
- $T_{módulomin}$ → Temperatura mínima de funcionamiento ($^{\circ}\text{C}$).

De acuerdo con las especificaciones técnicas del módulo, se establece que el voltaje de circuito abierto es de $45,75\text{V}$ y que el coeficiente de variación de la tensión circuito abierto debido a la temperatura es de $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$. A partir de esta información y del valor de la temperatura mínima que podrá alcanzar el módulo en funcionamiento, se calcula el voltaje en circuito abierto de un módulo en esta condición:

$$V_{oc}(T_{módulomin}) = 45,75 + \left[1 + \frac{-0,25 \times (0^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})}{100} \right] = 48,61\text{ V}$$

Teniendo en cuenta el valor calculado del voltaje en circuito abierto que tendrá un módulo en condiciones de temperatura mínima y que la tensión máxima de entrada del inversor seleccionado es de 1100V , se podrá determinar el número

máximo de módulos que se podrá conectar en serie mediante la siguiente fórmula:

$$N^{\circ}_{\text{módulosmáximo}} = \frac{V_{dc \text{ máximo}}}{V_{oc}(T_{\text{módulomin}})} = \frac{1100}{48,61} \approx 22 \text{ módulos}$$

Para proteger el inversor de sobretensiones de entrada debido a condiciones de baja temperatura, se podrá conectar en serie hasta un máximo de veintidós módulos fotovoltaicos.

Configuración óptima del número de módulos por cadena

Teniendo en cuenta el número mínimo y máximo de módulos que se deberá conectar en serie para el correcto funcionamiento del inversor en condiciones extremas de temperatura, se realiza el dimensionamiento del número óptimo de módulos que formarán las cadenas. Para ello, empleando las fórmulas indicadas anteriormente, se calculan los valores de Voc en condiciones de temperatura mínima y los valores de Vmpp en condiciones de temperatura máxima para el número de módulos comprendido en el siguiente rango:

Nº Paneles	Voltaje mínimo (76,8°C)	Voltaje máximo (0 °C)
1	31,41	48,61
2	62,81	97,22
3	94,22	145,83
4	125,63	194,44
5	157,03	243,05
6	188,44	291,66
7	219,84	340,27
8	251,25	388,88
9	282,66	437,48
10	314,06	486,09
11	345,47	534,70
12	376,88	583,31
13	408,28	631,92
14	439,69	680,53
15	471,09	729,14
16	502,50	777,75
17	533,91	826,36
18	565,31	874,97
19	596,72	923,58
20	628,13	972,19
21	659,53	1020,80
22	690,94	1069,41

23	722,35	1118,02
24	753,75	1166,63

Tabla 17. Voltajes a temperaturas extremas según el número de módulos en serie.

El rango de tensión de operación de entrada del inversor se encuentra entre 200V y 1000V, con una tensión nominal de 600V. Con el fin de garantizar un funcionamiento óptimo y evitar pérdidas por sobrecarga, se utilizarán cadenas de 18 módulos. Esta cantidad se ha elegido cuidadosamente para asegurar que, en cualquier condición de temperatura, la tensión de entrada del inversor esté dentro del rango indicado por el fabricante, reduciendo el número de cadenas y permitiendo que el sistema funcione lo más cercano posible a su tensión nominal.

2.2. CÁLCULO DE LA SECCION DE LOS CONDUCTORES

2.2.1. CRITERIO DE DISEÑO

A efectos del cálculo eléctrico se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Intensidad nominal** de la parte de corriente continua, será la intensidad en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la intensidad del inversor operando en condiciones nominales.
- **Tensión nominal** de la parte de corriente continua, será la tensión en el punto de máxima de potencia de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la tensión de salida del inversor operando en condiciones nominales, esto es 400 V, salida trifásica.
- **Intensidad máxima** de la parte de corriente continua será la intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la intensidad del inversor operando bajo una sobrecarga del 25% y un factor de potencia de 0,95.
- **Tensión máxima** de la parte de corriente continua, será la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente

alterna será la tensión de salida del inversor operando en condiciones nominales, esto es 400 V, salida trifásica.

Para el cálculo de la sección de los conductores se ha seguido lo que especifica el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión actualmente en vigor, lo que especifican las Hojas de interpretación del Ministerio y las condiciones particulares que añade el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a la Red (PCTC) del IDAE.

Se escoge el criterio más restrictivo entre intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima admisible.

En el cálculo de la instalación eléctrica distinguiremos entre el tramo en corriente continua y el tramo en corriente alterna.

Para el cálculo en la parte de **corriente continua** se considerará:

- como intensidad máxima del circuito, la intensidad de cada subcampo de módulos fotovoltaico en cortocircuito, que es la intensidad máxima posible.
- como tensión de funcionamiento máximo, la tensión en circuito abierto por cada grupo de módulos.

Para el cálculo en la parte de **corriente alterna** se considerará:

- para cada fase una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

El cálculo de la sección de los conductores se realizará conforme a lo establecido en los siguientes criterios:

- **Criterio térmico de la máxima intensidad admisible:** La densidad de corriente en el conductor estará limitada para disminuir la aparición de elevadas temperaturas que se podrían generar con la circulación de corriente eléctrica. Este criterio permitirá fijar el valor de la máxima intensidad de corriente que será admisible por el conductor.

Para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones generadoras de baja tensión, los conductores del tramo de corriente alterna estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de

la máxima intensidad del generador fotovoltaico conforme a lo establecido en la ITC-40 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión. Por este motivo y para este tramo, se establece el siguiente criterio de dimensionamiento:

$$I_z \geq I_{max} \times 1,25$$

• **Criterio de caída de tensión:** Se define como caída de tensión a la diferencia de potencial eléctrico que se produce entre el inicio y el final de una línea. Para garantizar un correcto funcionamiento de los receptores eléctricos conectados a la línea, la caída de tensión estará limitada para evitar el efecto que tiene la disminución de la tensión de utilización empleada por los receptores, los cuales es necesario que se encuentren a una tensión nominal para su correcto funcionamiento.

Conforme a lo establecido en la ITC-40 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, para la intensidad nominal de funcionamiento, la máxima caída de tensión para el tramo de corriente alterna no será superior a un 1,5% entre el inversor (generador) y el punto de interconexión con la Red de Distribución Pública.

Aplicando las recomendaciones técnicas del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red recogidas por el IDAE, para el tramo de corriente continua los conductores serán de cobre y para cualquier condición de trabajo, los conductores tendrán una sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

Las caídas de tensión máximas admisibles y recomendadas serán fijadas atendiendo, tanto al R.E.B.T. como el Pliego de condiciones Técnicas del IDEA (PCTC):

	Corriente Continua		Corriente Alterna	
	c.d.t. máxima	c.d.t. recomendada	c.d.t. máxima	c.d.t. recomendada
R.E.B.T.	No indica	No indica	1,5 %	1,5 %
I.D.A.E.	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %

Tabla 18. Caídas de tensión máximas admisibles.

De lo anteriormente expuesto fijaremos como caídas de tensión máximas admisibles las siguientes:

- Líneas de corriente alterna 1,5%.
- Líneas de corriente continua 1,5%.

La sección del conductor a emplear se establecerá conforme a lo especificado en el apartado 2.2.3 de la ITC-19 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión correspondiente a las intensidades máximas admisibles.

Para la elección de la sección se emplearán la tabla de las intensidades admisibles para cables con conductores de cobre no enterrados a temperatura ambiente de 40°C en el aire. Sin embargo, esta tabla hace referencia a conductores en condiciones al aire estándar, es decir, a 40°C a la sombra. Por este motivo, se tendrá en cuenta diferentes factores de ajuste que se variarán dependiendo de la temperatura ambiente, temperatura de operación de los conductores, medio de canalización y cantidad de conductores de cada tramo de la instalación.

Los coeficientes de corrección que se emplearán son:

- Kt: Es el factor de corrección de temperatura. Este factor realiza el ajuste de la diferencia de temperatura existente entre los valores de la temperatura ambiente y los valores de la instalación.
- Kn: Es el factor de corrección por agrupamiento. Este factor realiza el ajuste de la intensidad máxima admisible que podrá soportar un conductor en función del número de conductores que se encuentran ubicados en la misma canalización.

El factor de corrección de temperatura a emplear se determinará a partir de la temperatura ambiente según el tipo de instalación y mediante el tipo de aislamiento del conductor.

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

Tabla 19. Factor de corrección de temperatura.

Los conductores que se encuentran en bandeja estarán sometidos a una temperatura mayor que si estuvieran a temperatura ambiente. Por este motivo y

conforme a lo especificado en la ITC-19 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, se aplicará un factor de reducción de la intensidad máxima admisible debido a que se agrupará en una misma bandeja varios circuitos. Dependiendo del número de circuitos se aplicará un coeficiente de reducción u otro.

Por simplicidad se aplicará a cada circuito el factor de corrección para el caso más desfavorable, que es aquel en el que el mayor número de conductores circulan por la misma canalización.

Los coeficientes para un número de circuitos agrupados diferente a los indicados en la tabla se obtendrán mediante interpolación.

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	85	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	436
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Tabla 20. Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre no enterrados a 40°C.

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (coliarines), etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Tabla 21. Factor de corrección por agrupamiento.

2.2.2. FÓRMULAS GENERALES DEL CÁLCULO

Para el cálculo de la sección de los conductores se empleará diferentes fórmulas dependiendo de si se trata del tramo de corriente continua o del tramo de corriente alterna.

INTENSIDAD

La intensidad de corriente que circulará por el tramo de corriente continua se calculará mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{V}$$

La intensidad de corriente que circulará por el tramo de corriente alterna trifásica se calculará mediante la siguiente expresión:

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

Siendo:

- I → Intensidad de corriente en amperios (A).
- P → Potencia a transportar en vatios (W).
- V → Tensión en voltios (V).

- $\text{Cos}\varphi \rightarrow$ Factor de potencia.

CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión en los tramos de corriente continua se calculará empleado la siguiente expresión:

$$e = \frac{2 \times L \times I}{K \times S}$$

La caída de tensión en los tramos de corriente alterna trifásica se calculará empleado la siguiente expresión:

$$e = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \text{Cos}\varphi}{K \times S}$$

Siendo:

- $e \rightarrow$ Caída de tensión en voltios (V).
- $L \rightarrow$ Longitud del conductor en metros (m).
- $I \rightarrow$ Intensidad de corriente que circula por la línea (A).
- $K \rightarrow$ Conductividad ($\text{m}/\Omega\text{mm}^2$).
- $S \rightarrow$ Sección del conductor en milímetros cuadrados (mm^2).
- $\text{Cos}\varphi \rightarrow$ Factor de potencia.

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

La sección de los conductores en los tramos de corriente continua se calculará empleado la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{K \times e}$$

La sección de los conductores en los tramos de corriente alterna trifásica se calculará empleado la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \text{Cos}\varphi}{K \times e}$$

Siendo:

- $e \rightarrow$ Caída de tensión en voltios (V).
- $L \rightarrow$ Longitud del conductor en metros (m).
- $I \rightarrow$ Intensidad de corriente que circula por la línea (A).
- $K \rightarrow$ Conductividad ($m/\Omega mm^2$).
- $S \rightarrow$ Sección del conductor en milímetros cuadrados (mm^2).
- $\cos\varphi \rightarrow$ Factor de potencia.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

La resistencia de un conductor es la oposición que presenta al paso de la corriente. Este factor dependerá de la naturaleza del material, de la sección de este y de la longitud del tramo.

$$R = \rho \times \frac{L}{S} = \frac{L}{K \times S}$$

Siendo:

- $\rho \rightarrow$ Resistividad del material ($\Omega mm^2/m$).
- $K \rightarrow$ Conductividad del material ($m/\Omega mm^2$) (inversa a la resistividad).
- $L \rightarrow$ Longitud del conductor en metros (m).
- $S \rightarrow$ Sección del conductor en milímetros cuadrados (mm^2).

El valor de la resistencia aumenta conforme incrementa la temperatura en la que se encuentra. Para aplicar esta variación se utilizará, dependiendo del tipo de aislamiento del conductor y de su temperatura de operación, el valor de conductividad correspondiente conforme a lo indicado en la siguiente tabla:

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Tabla 22. Valores de conductividad.

2.2.3. CÁLCULO DE SECCIÓN DEL TRAMO DC

El tramo de corriente continua estará constituido por los conductores que se encuentran entre los módulos fotovoltaicos y los inversores. Para el cálculo de la sección de este tramo se tendrán en cuenta las características técnicas y los valores de tensión e intensidad de los módulos seleccionados.

El tramo se dividirá en dos partes: una parte exterior que discurre sobre la cubierta y está expuesta a la intemperie, desde la ubicación de los módulos fotovoltaicos hasta el punto de acceso al interior de la nave industrial; y otra parte interior desde el punto de acceso hasta el punto de conexión con los inversores. Por este motivo, se realizará un análisis independiente de cada parte para identificar la sección más restrictiva, la cual se tomará como referencia para el cálculo de todo el tramo.

El cálculo de la sección del tramo de corriente continua se llevará a cabo bajo las condiciones estándar de operación del módulo fotovoltaico, es decir, a una irradiancia de 1.000 W/m² y a una temperatura del módulo en condiciones STC.

El conductor que se utilizará en la parte de corriente continua de la instalación será el TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K el cual se caracteriza por ser un cable de cobre electrolítico estañado flexible con aislamiento de goma libre de halógenos. Tanto en la parte de la instalación interior, como en la parte exterior, el conductor del tramo de corriente continua será canalizado en bandeja de rejilla.

ANÁLISIS MEDIANTE EL CRITERIO TÉRMICO:

PARTE EXTERIOR:

Para calcular la intensidad máxima que circulará por cada uno de los circuitos que forman esta parte, se aplicará un factor de corrección de temperatura de 0,9, conforme a lo establecido en la *Tabla 19*. Esto se debe a que se trata de una parte de la instalación que cuenta con aislamiento termoestable y estará expuesta a la intemperie a una temperatura de funcionamiento estándar de 50°C.

Se aplicará un segundo factor de corrección de la intensidad máxima admisible debido a que se agrupará en una misma bandeja diferentes circuitos. En este tramo, los conductores se encontrarán agrupados en una misma superficie o

embutidos en la misma bandeja. Motivo por el cual se aplicará, según el número de circuitos, el factor que se indique en cada caso en la *Tabla 21*.

En el cálculo del tramo de corriente continua se ha establecido que la máxima intensidad que podrá circular por el conductor será el valor de intensidad máxima de cortocircuito suministrado por los módulos fotovoltaicos.

Teniendo en cuenta estas condiciones, la intensidad máxima de diseño se definirá mediante la siguiente expresión:

$$I_{max}' = \frac{I_{cc \text{ módulo}}}{K_t \times K_n}$$

Siendo:

- I_{max}' → Intensidad máxima de diseño del tramo (A).
- $I_{cc \text{ módulo}}$ → Intensidad de cortocircuito del módulo (A).
- K_t → Factor de corrección de temperatura.
- K_n → Factor de corrección por agrupamiento.

Para seleccionar el factor de agrupamiento a utilizar, se considerará para cada circuito el escenario más desfavorable, es decir, el tramo de la canalización exterior con la mayor cantidad de circuitos agrupados.

En el caso particular del S2.10.1, el número de circuitos máximos que circularán junto a este, en un mismo tramo de bandeja de rejilla, es de 16. Por lo tanto, de acuerdo con la *Tabla 21*, si se agrupan 16 circuitos en una misma superficie, se deberá aplicar un factor de corrección de agrupamiento de 0,7.

Por lo tanto, la intensidad máxima de diseño de la parte exterior empleada en el dimensionamiento de la sección del string S2.10.1 será:

$$I_{max}'_{ext} = \frac{18,33}{0,9 \times 0,7} = 29,10 \text{ A}$$

Empleando como parámetro de entrada el valor de la intensidad máxima de diseño obtenida en esta parte en la *Tabla 20*, se determina que, para cables unipolares con cubierta de polietileno reticulado que discurren en rejillas en recorrido horizontal o vertical, la sección mínima del conductor de cobre en este caso sería de 2,5 mm², siendo la intensidad máxima admisible por el conductor de 33A.

PARTE INTERIOR:

Para calcular la intensidad máxima que circulará por esta segunda parte, no se aplicará un factor de corrección de temperatura. Esto se debe a que se trata de una parte de la instalación interior, que cuenta con aislamiento termoestable y estará a una temperatura de funcionamiento estándar de 40°C.

Se aplicará un segundo factor de corrección debido a que se agrupará en una misma bandeja diferentes circuitos. Este factor de agrupamiento será seleccionado para el tramo de la canalización con la mayor cantidad de circuitos agrupados.

En el caso particular del S2.10.1, el número de circuitos máximos que circularán junto a este, en un mismo tramo de bandeja de rejilla, es de 20. Por lo tanto, de acuerdo con la *Tabla 21*, si se agrupan 20 circuitos en una misma superficie, se deberá aplicar un factor de corrección de agrupamiento de 0,7.

Por lo tanto, la intensidad máxima de diseño de la parte interior empleada en el dimensionamiento de la sección del string S2.10.1, será:

$$I_{max'int} = \frac{18,33}{1 \times 0,7} = 26,19 A$$

Empleando la intensidad máxima de diseño obtenida en este tramo como parámetro de entrada y haciendo uso de la *Tabla 20*, la sección mínima del conductor de cobre en este caso sería de 2,5 mm², siendo la intensidad máxima admisible por el conductor de 33A.

ANÁLISIS MEDIANTE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN:

Para calcular la sección mínima requerida para el cumplimiento de este criterio, se va a tener en cuenta que, conforme a lo establecido en las recomendaciones técnicas del IDAE, la caída de tensión máxima en todo el recorrido, es decir, incluyendo la parte exterior e interior, no podrá ser superior a 1,5%.

El cálculo de la sección de los conductores se realiza a la máxima temperatura de aislamiento que soporta el conductor. Para el caso del conductor de cobre

seleccionado, se va a emplear el valor de conductividad que presenta el material a 90°C.

En el caso particular del string S2.10.1, la cadena está compuesta por 18 módulos Risen RSM132-8-660M, cuyos valores de tensión e intensidad en condiciones STC se muestran en la *Tabla 7*, y una longitud de cálculo total, considerando tanto el cable positivo como negativo (ida y vuelta), de 234 metros, siendo la cadena con mayor longitud de cableado.

Haciendo uso de la expresión del cálculo de la sección de los conductores en los tramos de corriente continua, se obtiene que:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{K \times e} = \frac{234 \times 17,32}{44 \times (38,12 \times 18 \times 0,015)} = 8,94 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, la superior sección comercial a 8,94 mm² sería la de 10 mm², siendo la mínima con la que se obtendría una caída de tensión inferior al 1,5%. En el caso concreto del S2.10.1, empleando esta sección, se obtendría una caída de tensión de:

$$e = \frac{2 \times L \times I}{K \times S} = \frac{234 \times 17,32}{44 \times 10} = 9,21 \text{ V}$$

Lo que significa una caída de tensión porcentual de todo el tramo de:

$$e(\%) = \frac{9,21}{38,12 \times 18} = 1,34 \%$$

Como resultado de los análisis, se obtiene que la sección mínima que se tendrá que emplear para garantizar el cumplimiento del criterio térmico y de caída de tensión en todos los conductores que forman el tramo de corriente continua es de 10 mm².

Realizando el análisis empleando conductores de 10 mm² de sección en el S2.10.1, se obtienen los siguientes resultados:

1) Se cumple el criterio térmico:

- $I_z \geq I_{maxext} \rightarrow 76 \text{ A} \geq 29,10 \text{ A}$
- $I_z \geq I_{maxint} \rightarrow 76 \text{ A} \geq 26,19 \text{ A}$

2) Se cumple el criterio de la caída de tensión:

$$\begin{aligned} \bullet e. ext &= \frac{2 \times L \times I}{K \times S} = \frac{2 \times 105 \times 17,32}{44 \times 10} = 8,27 V \quad e. ext(\%) = 1,20 \% \\ \bullet e. int &= \frac{2 \times L \times I}{K \times S} = \frac{2 \times 12 \times 17,32}{44 \times 10} = 0,94 V \quad e. int(\%) = 0,14 \% \\ \bullet e. total &= \frac{2 \times L \times I}{K \times S} = \frac{2 \times 117 \times 17,32}{44 \times 10} = 9,21 V \quad e. total(\%) = 1,34 \% < 1,5\% \end{aligned}$$

En el Anexo I de cálculos eléctricos se muestran los resultados obtenidos para cada una de las cadenas fotovoltaicas que forman el tramo de corriente continua.

2.2.4. CÁLCULO DE SECCIÓN DEL TRAMO AC

El tramo de corriente alterna estará constituido por los conductores que se encuentran entre los inversores y los Cuadros Generales de Baja Tensión del cliente. Para el cálculo de la sección de este tramo se tendrán en cuenta las características técnicas y los valores de tensión e intensidad los inversores seleccionados.

El conductor que se utilizará en la parte de corriente alterna de la instalación será el Toxfree ZH RZ1-K (AS) el cual se caracteriza por ser un cable de cobre electrolítico recocido con aislamiento de polietileno reticulado tipo XLPE y cubierta de poliolefina ignifugada, libre de halógenos (LSHF), con baja emisión de humos y de gases corrosivos en caso de incendio. El cableado estará canalizado en bandeja de rejilla por medio de un falso techo.

El dimensionamiento de la sección del cableado desde la salida de cada inversor al punto de conexión se realizará mediante la aplicación de dos criterios: el criterio térmico y el criterio de caída de tensión. Para cada una de las líneas, se seleccionará la sección más grande obtenida a partir de los dos métodos.

ANÁLISIS MEDIANTE EL CRITERIO TÉRMICO:

Conforme a lo establecido en la ITC-40 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, los conductores del tramo de corriente alterna estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador fotovoltaico.

Para el cálculo de la sección se ha establecido que la máxima intensidad que podrá circular por el conductor será el valor de intensidad a máxima potencia de salida del inversor seleccionado.

Al tratarse de un conductor que estará ubicado en el interior de la nave industrial que cuenta con aislamiento termoestable y estará a una temperatura de funcionamiento estándar de 40°C, no se aplicará un factor de corrección de temperatura para calcular la intensidad máxima que circulará por el tramo.

Por otro lado, los 4 circuitos que forman el tramo se canalizarán por una misma bandeja de rejilla, la cual irá de forma horizontal sujeta al techo. Por este motivo, de acuerdo con la *Tabla 21*, si se coloca 4 circuitos en capa única en bandeja de rejilla en una misma superficie, se deberá aplicar un factor de corrección de agrupamiento de 0,8.

Teniendo en cuenta estas condiciones, la intensidad máxima de diseño corregida se definirá mediante la siguiente expresión:

$$I_{max}' = \frac{I_{maxinv} \times 1,25}{K_t \times K_n}$$

Siendo:

- I_{max}' → Intensidad máxima de diseño del tramo (A).
- I_{maxinv} → Intensidad máxima de salida del inversor (A).
- K_t → Factor de corrección de temperatura.
- K_n → Factor de corrección por agrupamiento.

En el proyecto se van a emplear cuatro inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1 cuyo valor de intensidad a máxima potencia se indica en la *Tabla 8*.

Por lo tanto, la intensidad máxima de diseño utilizada para el dimensionamiento de la sección de cada una de las salidas de los inversores será:

$$I_{max}' = \frac{160,4 \times 1,25}{1 \times 0,8} = 250,63 \text{ A}$$

Empleando como parámetro de entrada el valor de la intensidad máxima de diseño obtenida y haciendo uso de la *Tabla 20*, se determina que, para conductores multipolares trifásicos con cubierta de polietileno reticulado que

discurren en bandejas de rejilla en recorrido horizontal o vertical, la sección mínima del conductor de cobre en este caso sería de 95 mm², siendo la intensidad máxima admisible por el conductor de 259 A.

ANÁLISIS MEDIANTE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN:

Conforme a lo establecido en la ITC-40 del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, para la intensidad nominal de funcionamiento, la máxima caída de tensión para el tramo de corriente alterna no será superior a un 1,5% entre el inversor (generador) y el punto de interconexión.

El cálculo de la sección de los conductores se realiza con la conductividad que presentará a la máxima temperatura de asilamiento que soporta, siendo en este caso de 90°C. Por lo tanto, de acuerdo con lo indicado en la *Tabla 21* el valor de la conductividad del conductor será de 44 m /Ωmm².

La máxima intensidad que podrá circular por el conductor será el valor de intensidad a máxima potencia de salida del inversor seleccionado Huawei SUN2000-100-KTL-M1 de 400V de salida.

Por lo tanto, en el caso particular de la línea que conecta la salida del Inversor 2 con el CGMP de longitud de cálculo de 27 metros, se obtiene que la sección mínima empleando el criterio de caída de tensión será:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{K \times e} = \frac{\sqrt{3} \times 27 \times 160,4 \times 0,95}{44 \times (400 \times 0,015)} = 26,99 \text{ mm}^2$$

Siendo la sección comercial equivalente superior de 35 mm².

Por lo tanto, empleando una sección de 35mm² obtendríamos el siguiente valor de caída de tensión:

$$e = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi}{K \times S} = \frac{\sqrt{3} \times 27 \times 160,4 \times 0,95}{44 \times 35} = 4,63 \text{ V}$$

Lo que significa una caída de tensión porcentual de todo el tramo de:

$$e(\%) = \frac{4,63}{400} = 1,16\%$$

Como resultado de los análisis, se obtiene que la sección mínima que se tendrá que emplear para garantizar el cumplimiento del criterio térmico y de caída de

tensión en todos los conductores que forman el tramo de corriente alterna es de 95 mm².

Finalmente, y teniendo en cuenta que la mínima sección admisible por el inversor es de 16 mm² y que la máxima sección es de 120 mm², se opta por emplear una sección de 95 mm² con el objetivo de proporcionar una caída de tensión en la salida de cada uno de los inversores que no exceda el 1%.

Por lo tanto, empleando secciones de 95mm² se obtienen los siguientes resultados:

- 1) Se cumple el criterio térmico:

$$I_z \geq I_{max}' \rightarrow 259 A \geq 250,63 A$$

- 2) Se cumple el criterio de la caída de tensión:

$$e(\%) < 1,5\%$$

ORIGEN	DESTINO	LONGITUD	S COMERCIAL	c.d.t.
Inversor 1	CGPM	25	Cable 4x95mm ² (3F+N) + 1x50mm ² (T) XLPE 0.6/1kV	0,39%
Inversor 2	CGPM	27	Cable 4x95mm ² (3F+N) + 1x50mm ² (T) XLPE 0.6/1kV	0,43%

Tabla 23. Criterio de caída de tensión corriente alterna.

En el Anexo I de cálculos eléctricos se muestran los resultados obtenidos para cada una de las líneas que forman el tramo de corriente alterna.

2.3. SELECCIÓN DE PROTECCIONES

PROTECCIÓN MAGNETOTÉRMICA

Conforme a lo indicado en el apartado 7 de la ITC-BT-40 se instalará un dispositivo magnetotérmico de protección frente sobreintensidades. Para la selección de la protección se tendrán en cuenta las siguientes condiciones indicadas en la ITC-BT-22:

- 1) La protección no actuará en condiciones nominales y sí lo hará antes de superar la intensidad máxima admisible del conductor en servicio permanente. Por lo tanto, se cumplirá que:

$$I_{max} \leq I_n \leq I_z \rightarrow 160,4 A \leq I_n \leq 259 A$$

Siendo:

- I_{max} : Intensidad máxima de salida del inversor (A).
- I_n : Intensidad nominal de la protección (A).
- I_z : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Siguiendo las recomendaciones técnicas del fabricante, para el tipo de inversores seleccionados se recomienda emplear interruptores de protección de 250A. Siendo esta una solución válida:

$$160,4 A \leq 250A \leq 259 A$$

- 2) El dispositivo deberá garantizar su disparo en un tiempo largo protegiendo el conductor frente una sobrecarga, cumpliéndose la siguiente condición para dispositivos industriales:

$$1,30 \times I_n \leq 1,45 \times I_z$$

Para la protección de 250A seleccionada se comprueba el cumplimiento de la segunda condición:

$$1,30 \times 250 A \leq 1,45 \times 259 A$$

$$325 A \leq 375,55 A$$

Por lo tanto, se empleará un interruptor magnetotérmico 4P de 250A de curva tipo C.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL

En la ITC-BT-40 se indica que en el caso de instalaciones generadoras que sean accesibles al público o en zonas residenciales, se deberán emplear protecciones diferenciales de alta sensibilidad de 30mA.

En el caso de la instalación del presente proyecto, la instalación generadora se ubicará en un cuarto técnico que únicamente será accesible por el personal autorizado y al tratarse de una instalación en una nave industrial que cuenta con cargas que pueden generar corrientes de fuga más elevadas, se opta por emplear una sensibilidad de 300mA.

Teniendo en cuenta la intensidad nominal seleccionada en el dispositivo de protección frente sobrecargas, se empleará un diferencial 4P de 250A y 300 mA.

2.4. PUESTA A TIERRA

2.4.1. RESISTENCIA DE LAS TOMAS DE TIERRA

La instalación garantizará la salud de las personas al asegurar que la tensión límite convencional, es decir, el valor máximo de tensión de contacto que puede mantenerse de forma indefinida no superará los siguientes valores límites establecidos:

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

Para esta instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta que se deberá asegurar que la tensión de contacto esté por debajo de los 24 V y que el diferencial seleccionado tiene una sensibilidad de 300 mA, se realizará una correcta puesta a tierra garantizando que:

$$Ra \leq \frac{VI}{I_{\Delta N}} \rightarrow Ra \leq \frac{24}{0,3} \rightarrow Ra \leq 80 \Omega$$

Siendo:

- Ra → Resistencia de puesta a tierra (Ω).
- VI → Tensión límite convencional (V).
- $I_{\Delta N}$ → Intensidad diferencial nominal (A).

Por lo tanto, conforme a los resultados obtenidos se deberá asegurar que la resistencia de tierra a la que se conecte la instalación sea de un valor inferior a 80 ohmios. Sin embargo, por motivos de seguridad, no se aceptarán valores de tierra superiores a los 20 ohmios.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma, profundidad y de la resistividad del terreno en el que se establece. Por este motivo se realizará la comprobación de la resistencia de la puesta a tierra del edificio mediante un telurómetro para llevar a cabo la posterior conexión de la tierra de la instalación fotovoltaica.

2.4.2. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Estos conductores tienen la finalidad unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Conforme a lo establecido con la ITC-BT-18 y teniendo en cuenta que el conductor de protección será de cobre, siendo este el mismo material que el de los conductores activos, la elección de la sección mínima de los conductores de protección se realizará empleando la siguiente tabla:

Sección conductores fase (mm ²)	Sección conductores protección (mm ²)
$S_f < 16$	S_f
$16 < S_f < 35$	16
$S_f > 35$	$S_f/2$

Tabla 24. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre y de sección mínima de:

- 2,5 mm², para los que disponen de protección mecánica.
- 4 mm², para los que no disponen de protección mecánica.

Por lo tanto, atendiendo a la norma, los conductores de protección serán:

ORIGEN-DESTINO	Sección de fase (mm ²)	Sección conductores protección (mm ²)
INV1 - CGMP	95 mm ²	50 mm ²
INV2 - CGMP	95 mm ²	50 mm ²

Tabla 25. Dimensionamientos conductores de protección.

De acuerdo con la ITC-BT-18, se asegurará la equipotencialidad de la instalación fotovoltaica mediante conductores de que tendrán una sección no inferior a la de la mitad de la del conductor de protección de mayor sección, con un mínimo de 6 mm². Por lo tanto, los marcos de los módulos fotovoltaicos y las bandejas metálicas del tramo de corriente continua se conectarán eléctricamente con el resto de los equipos a través de un cable de cobre desnudo de 6 mm² de sección.

2.5. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBREADO

Debido a la que la irradiación que puede ser captada por los módulos fotovoltaicos depende principalmente de su orientación, inclinación y de los sombreados cercanos, de acuerdo con lo indicado en el pliego técnico del IDAE, se comprobará que las pérdidas de rendimiento generadas por estos aspectos sean inferiores a los límites de la siguiente tabla con el objetivo de verificar el correcto diseño de la instalación.

Montaje	Orientación e Inclinación	Sombreado	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 26. Límite de pérdidas.

La finalidad de este análisis es llevar a cabo una valoración de la capacidad de captación de la energía disponible por parte de la instalación fotovoltaica.

2.5.1. CÁLCULO PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

A partir de la herramienta de optimización de Solargis, se obtiene que, en la ubicación en la que se va a llevar a cabo la instalación, la colocación óptima de los módulos sería con orientación sur, a 37° de inclinación. Sin embargo, al tratarse de una instalación coplanar, los módulos se colocarán sobre la cubierta orientados hacia el suroeste y al noreste, respetando la geometría de la cubierta del cliente, con un azimut de 30° y -150° respectivamente. Además, la inclinación de los módulos se adaptará a la inclinación natural de la cubierta, siendo esta de 6° .



Ilustración 31. Inclinación y azimut.

Se define como ángulo de inclinación β , al ángulo que existe entre el módulo y el plano horizontal y se define como azimut α , al ángulo que define la orientación del módulo respecto al sur geográfico.

ANÁLISIS AZIMUT DE 30°

Empleando como valor de entrada el azimut de valor de 30° determinamos en la *Ilustración 31*, los valores de inclinación mínima y máximas admisibles para obtener como máximo unas pérdidas del 20% (Superposición).

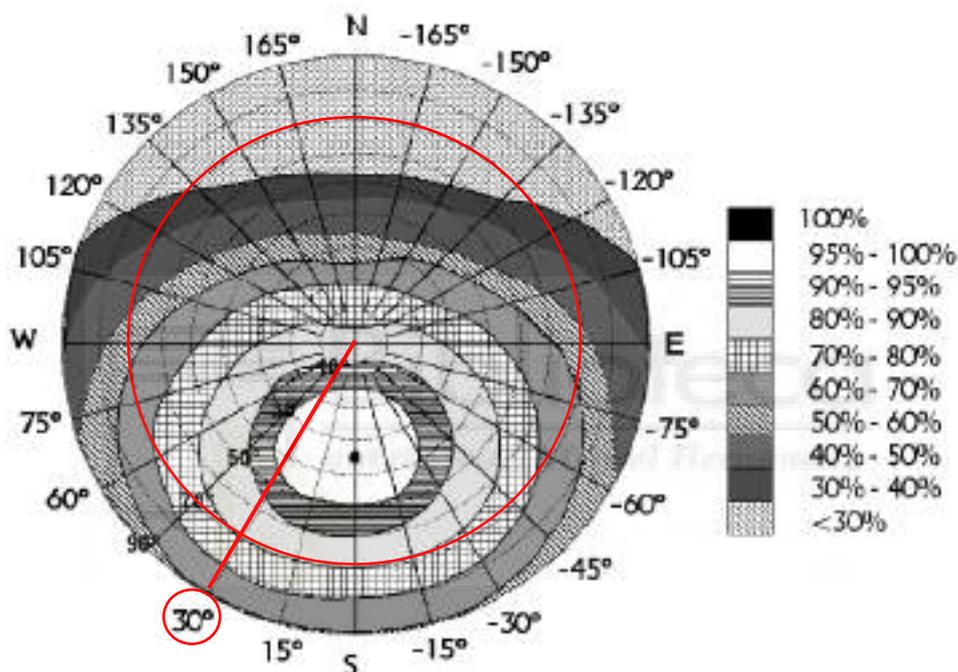


Ilustración 32. Pérdidas para azimut 30° de orientación e inclinación a 41° de latitud.

De donde se obtiene para una latitud de 41°:

- Inclinación máxima: 70°
- Inclinación mínima: 0°

Ajustando la latitud a la de la ubicación de la instalación se obtiene:

- *Inclinación máxima = Inclinación máxima (N = 41°) - (41° - latitud)*

$$\text{Inclinación máxima} = 70^\circ - (41^\circ - 39^\circ) = 68^\circ$$
- *Inclinación mínima = Inclinación mínima (N = 41°) - (41° - latitud)*

$$\text{Inclinación máxima} = 0^\circ - (41^\circ - 39^\circ) = 0^\circ$$

Por lo tanto, se comprueba que para un azimut de 30° , al colocar los módulos a una inclinación de 6° , las pérdidas de rendimiento respecto al óptimo no superarán el límite de 20%.

ANÁLISIS AZIMUT DE -150°

Para el azimut de -150° se determina sobre los valores de inclinación mínima y máximas admisibles para obtener como máximo unas pérdidas del 20%.

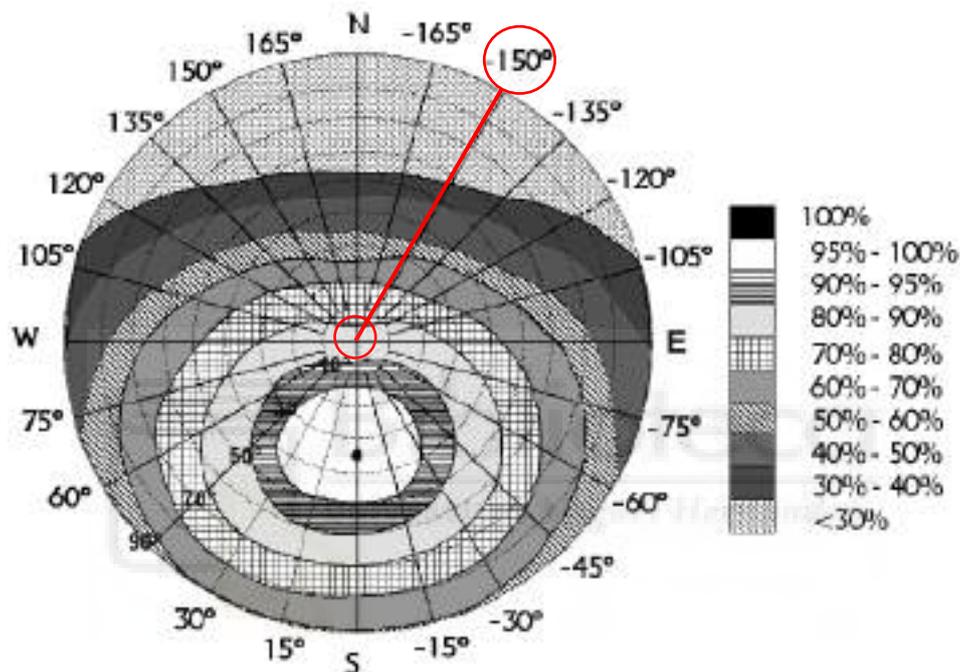


Ilustración 33. Pérdidas para azimut -150° de orientación e inclinación a 41° de latitud.

De donde se obtiene para una latitud de 41° :

- Inclinación máxima: 8°
- Inclinación mínima: 0°

Ajustando la latitud a la de la ubicación de la instalación se obtiene:

- *Inclinación máxima = Inclinación máxima (N = 41°) - (41° - latitud)*

$$\text{Inclinación máxima} = 8^\circ - (41^\circ - 39^\circ) = 6^\circ$$

- *Inclinación mínima = Inclinación mínima (N = 41°) - (41° - latitud)*

$$\text{Inclinación mínima} = 0^\circ - (41^\circ - 39^\circ) = 0^\circ$$

Se comprueba que para un azimut de -150° , al colocar los módulos a una inclinación de 6° , las pérdidas de rendimiento respecto al óptimo tampoco superarán el límite de 20%.

2.5.2. CÁLCULO PÉRDIDAS POR SOMBREADO

En primer lugar, se realiza un cálculo gráfico, Plano 2.3., para observar las zonas sombreadas que se encontrarán en la cubierta de la nave industrial el día del año con menor altura solar, 21 de diciembre, teniendo en cuenta la altura del muro perimetral en todas las zonas de la cubierta y los objetos generadores de sombreado. Por medio de este cálculo gráfico, se proyecta instalar los módulos fotovoltaicos alejados de las zonas sombreadas en negro.

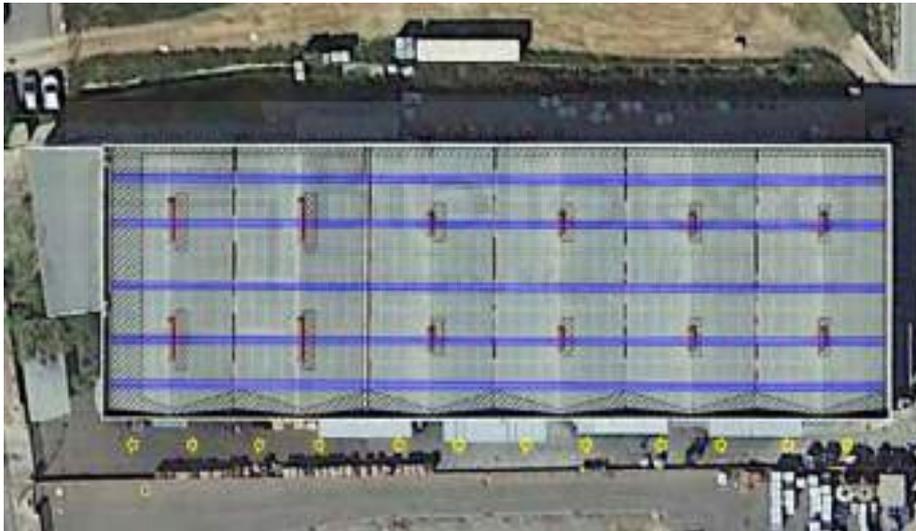


Ilustración 34. Zonas sombreadas.

En segundo lugar, con el objetivo de calcular con precisión las pérdidas de radiación solar que sufre la instalación fotovoltaica debido a la proyección de sombras causada por elementos que se encuentran en la cubierta, se ha optado por realizar un modelado del edificio en 3D. De esta manera, se podrá realizar una simulación utilizando el software PVsyst y obtener el valor exacto de dichas pérdidas.

En la siguiente imagen se muestra el edificio modelado en 3D:

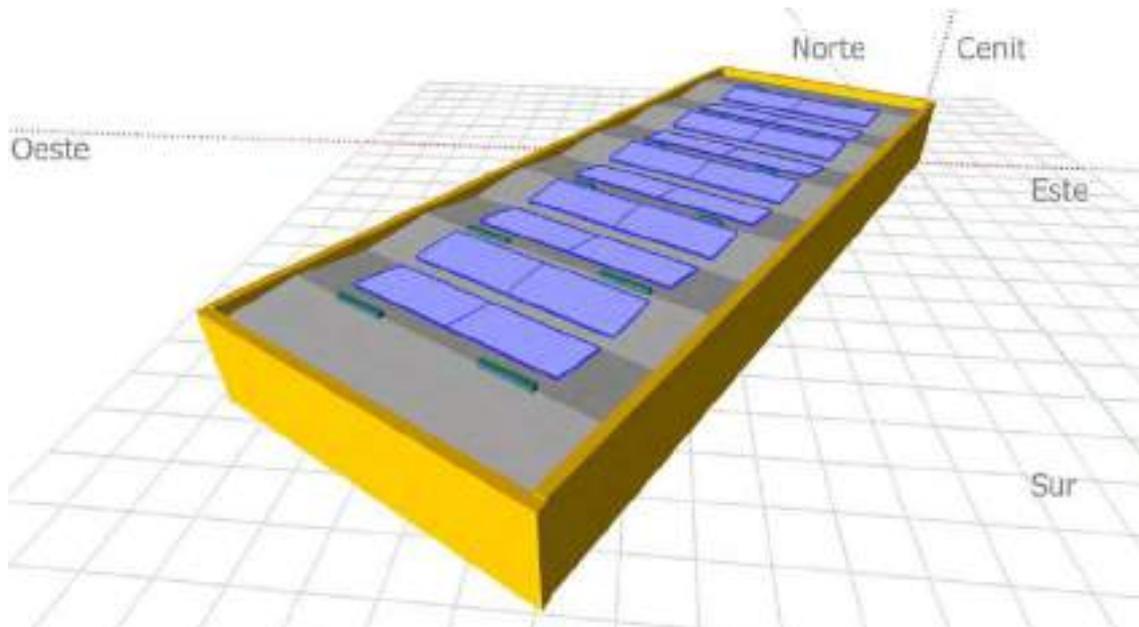


Ilustración 35. Nave industrial 3D modelado en PVsyst.

Del análisis se obtiene que los sombreados proyectados por objetos generadores de sombreado que se encuentran sobre la cubierta, así como por el muro perimetral que rodea la cubierta, generarán una pérdida de eficiencia anual del 0,44%.

La simulación donde se observan los resultados se puede ver en el Anexo correspondiente.

2.6. CÁLCULO DE GENERACIÓN

2.6.1. PARAMETROS DEL CÁLCULO

Para realizar el cálculo de la estimación de la producción de energía se ha realizado la simulación mediante el software PVsyst 7.2.8.

En el presente apartado se especifican cada una de las pérdidas definidas para realizar el cálculo:

- Pérdidas de suciedad y polvo: Este tipo de pérdidas se originan debido a acumulación de polvo y suciedad en la superficie de los módulos, al estar expuestos a la intemperie. Para ubicaciones en las que suele llover normalmente se suele aplicar un 2% de pérdidas de suciedad, mientras en zonas con clima de seco como en la ubicación del proyecto se podría alcanzar hasta un 3%.

- Pérdidas por sombreados cercanos: Mediante el modelado en 3D de la nave industrial a intervenir, incluyendo los elementos generadores de sombreado que se ubican sobre la cubierta y el muro perimetral que la rodea, se obtiene como resultado de la simulación una reducción del 0,44% de la irradiación que incide sobre los módulos que forman parte de la instalación.
- Pérdidas IAM: Este efecto se produce porque el vidrio que cubre las células fotovoltaicas del módulo provoca un incremento del ángulo de incidencia de los rayos del sol, generando una disminución de la irradiancia que realmente llega a alcanzar la superficie de las células. A partir de la función IAM que utiliza PVsyst se obtiene que el porcentaje de disminución de la irradiancia provocado por este fenómeno será de un 0,37%.
- Pérdidas por desajuste de conexionado: Al realizar el conexionado de módulos en serie, el módulo de menor intensidad limitará la intensidad de la serie y de forma similar ocurrirá para la tensión en las conexiones en paralelo. Se considera que estas pérdidas podrían generar unas pérdidas de un 2,1%.
- Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado CC: En el tramo de corriente continua se producirán unas pérdidas que se originan por las caídas de tensión debido a la corriente que circula por los conductores. Se ha definido de forma conservadora una caída de tensión de 1,5%.
- Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado AC: En el tramo de corriente alterna se producirán unas pérdidas que se originan por las caídas de tensión debido a la corriente que circula por los conductores. Se ha definido de forma conservadora una caída de tensión de 1,5%.
- Pérdidas debido a la temperatura: Este valor de pérdidas depende del incremento de la temperatura que se genera en el módulo por la radiación del sol y la forma en la que se han instalado. Al tratarse de una instalación coplanar, las pérdidas por temperatura definidas por el software serán significativas, oscilando el 5,68%.
- Pérdidas LID - Degradación inducida por luz: Las pérdidas de degradación inducida por luz se producen durante las primeras horas en las que los

módulos se encuentran expuestos al sol. Este tipo de pérdidas dependen de la calidad del proceso de fabricación del módulo fotovoltaico y normalmente oscilan entre un 1% y un 3%. En las simulaciones realizadas, se ha definido un factor de pérdidas LID de un 2%.

- Pérdida del inversor durante la operación: Se trata de un factor de pérdidas característico del inversor que se produce en la conversión de corriente continua a corriente alterna. Para el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 las pérdidas definidas para el dispositivo en operación serán de un 1,55%.
- Indisponibilidad del sistema: Es bastante común que a lo largo de un año se realicen mantenimientos eléctricos, reparaciones o limpiezas que requieran la suspensión temporal del funcionamiento de la instalación. Por lo tanto, considerando que como mínimo se realizará dos mantenimientos anuales y que podrían surgir situaciones no planificadas que obliguen a la detención del funcionamiento, se ha estimado de forma conservadora un 2% de pérdidas por indisponibilidad, lo que equivale a 7,3 días anuales sin generación.

Como resultado de los parámetros definidos se obtiene para el global de la instalación un PR (performance ratio) de 82,1%.

El PR es un factor que agrupa todas las pérdidas de la instalación.

2.6.2. FORMULAS GENERALES DEL CÁLCULO

En el siguiente apartado se muestran las fórmulas empleadas para llevar a cabo el análisis de los resultados obtenidos de la simulación de la producción de energía realizada mediante el software PVsyst 7.2.8.

La simulación que se lleva a cabo mediante software involucra unas cincuenta variables, de las cuales una parte son definidas por el usuario y las otras dependerán de la ubicación en la que se va a llevar a cabo la instalación. A partir de estos parámetros y de la matriz de carga correspondiente al consumo propio del usuario, se obtienen los resultados del cálculo de la estimación de la energía generada, autoconsumida e inyectada a la red.

EXCEDENTE

Se define como excedente a la parte de la energía generada por la instalación fotovoltaica que no será consumida. Haciendo uso del software, para cada hora del día, se realiza el siguiente procedimiento para cuantificar la generación de excedentes:

- En caso de que la generación sea mayor al consumo se generarán excedentes, los cuales se calcularán mediante la siguiente expresión:

$$\text{Excedente (kWh)} = \text{Generación (kWh)} - \text{Consumo (kWh)}$$

- En caso de que la generación sea menor o igual al consumo no se generarán excedentes. Por lo tanto, para esa hora se obtendrá que:

$$\text{Excedente (kWh)} = 0 \text{ kWh}$$

Esta energía excedentaria se verá interceptada, en las horas que se produzca, por medio del sistema antivertido para que no pueda ser inyectada en la red.

PORCENTAJE DE EXCEDENTES

Se define como porcentaje de excedentes al valor porcentual de la parte de la energía generada por la instalación fotovoltaica que no será consumida.

$$\text{Excedente (\%)} = \frac{\text{Excedente (kWh)}}{\text{Generación (kWh)}}$$

AUTOCONSUMO

Se define como autoconsumo la energía generada por la instalación fotovoltaica que será consumida de forma instantánea por las cargas de la instalación interior del cliente. Haciendo uso del software, para cada hora del día, se realiza la siguiente operación:

$$\text{Autoconsumo (kWh)} = \text{Generación (kWh)} - \text{Excedentes (kWh)}$$

En el caso de la instalación objeto de este proyecto, al disponer de un sistema de antivertido, la generación se adaptará en cada instante a la demanda energética evitando así la generación de excedentes. Por lo tanto, en esta parte se cumplirá que:

$$\text{Autoconsumo (kWh)} = \text{Generación (kWh)}$$

PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO O COBERTURA DEL CONSUMO

Se define como porcentaje de autoconsumo a la parte de las necesidades energéticas del usuario que serán cubiertas por energía fotovoltaica.

$$\text{Autoconsumo (\%)} = \frac{\text{Autoconsumo (kWh)}}{\text{Consumo (kWh)}}$$

PORCENTAJE DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

Se define como porcentaje de aprovechamiento energético a la parte de la energía generada que será autoconsumida de forma instantánea por la instalación interior del cliente.

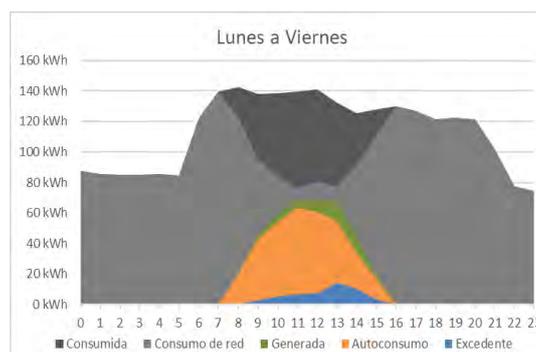
$$\text{Aprovechamiento (\%)} = \frac{\text{Autoconsumo (kWh)}}{\text{Generación (kWh)}}$$

2.6.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Del estudio de generación realizado mediante el software PVsyst 7.2.8 se obtiene la estimación precisa de la producción de energía esperada. Los resultados de las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo correspondiente a los informes de generación.

De forma gráfica se puede observar las curvas de generación, autoconsumo, excedentes y consumo de red que se han obtenido de la simulación para el punto de suministro:

DICIEMBRE: Mes con los días más cortos del año.



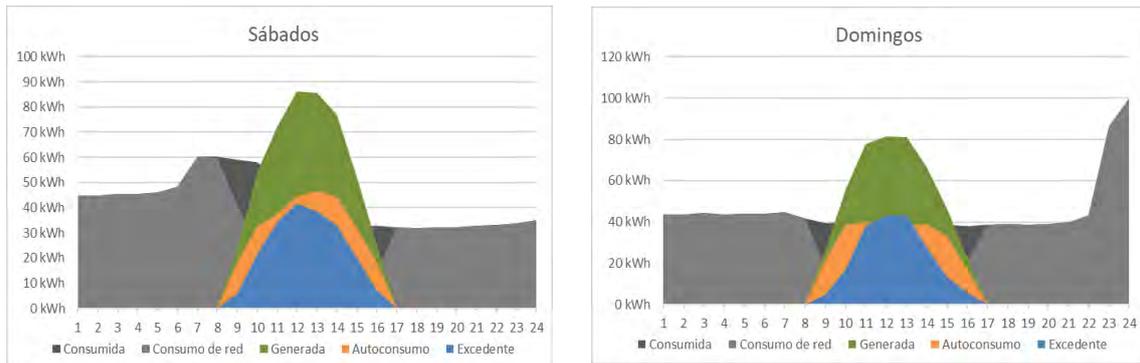


Ilustración 36. Gráficas balance energético diciembre.

JUNIO: Mes con los días más largos del año.

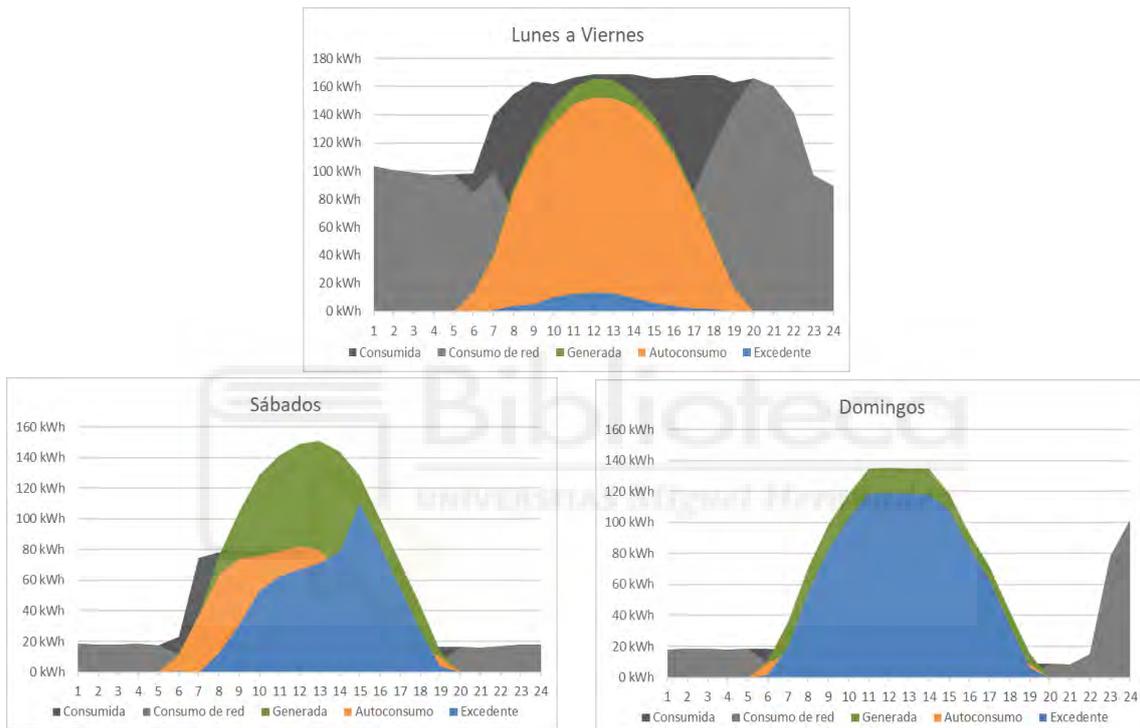


Ilustración 37. Gráficas balance energético junio.

En las imágenes se observan que la mayor limitación de la generación se produce los días correspondientes a los fines de semana, en los que generalmente al ser días no laborables la empresa reduce de forma notoria el consumo.

A partir de los datos horarios obtenidos de la simulación realiza en PVsyst, se lleva a cabo un análisis para calcular la limitación de la generación de energía provocada por el sistema antivertido. Del análisis se determina que el sistema de antivertido evitará que se viertan a la red un total de 83.795,59 kWh, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:



Ilustración 38. Distribución de los excedentes.

Día de la semana	L	M	X	J	V	S	D	TOTAL
Excedente KWh	3.897,98	2.887,51	3.538,76	4.965,43	5.978,18	23.814,07	38.713,66	83.795,59
% Excedente	4,65%	3,45%	4,22%	5,93%	7,13%	28,42%	46,20%	100%

Tabla 27. Resultados análisis de excedentes.

En los resultados obtenidos se observa que del total de excedentes que se generarían si esta parte de la instalación no dispusiera de un sistema antivertido, el 74,61% de estos se generarían los fines de semana. Por lo tanto, se comprueba que únicamente se podría evitar que se provocara esta limitación reduciendo excesivamente el tamaño de la instalación, lo que reduciría el autoconsumo, o bien mediante un cambio de hábitos del consumo del cliente. Sin embargo, estos excedentes limitados podrán ser utilizados por la instalación de recarga de vehículos eléctricos

Por otro lado, teniendo en cuenta que la demanda energética diaria de la planta baja es de 530.657 kWh y que se autoconsumirá de forma instantánea 249.344,13 kWh, se comprueba que la instalación fotovoltaica cubrirá el 46,98% del consumo diario de la nave industrial:

$$\text{Cobertura consumo diario (\%)} = \frac{\text{Autoconsumo (kWh)}}{\text{Consumo diario (kWh)}} = \frac{249.344,13}{530.657} = 46,98\%$$

2.7. CÁLCULO DE REDUCCIÓN POTENCIAL DE EMISIONES

Uno de los principales beneficios de las instalaciones de fuentes de energía renovable, es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Considerando que por cada kWh eléctrico producido en España, se generan 0.16 kg de CO₂ de acuerdo con la información publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Teniendo en cuenta, que la instalación objeto de este proyecto generará un total de 333.139,78 kWh la planta fotovoltaica proyectada evitará 53 Ton de CO₂ al año.

Lo que equivale a:



Conforme la Red Eléctrica de España (REE) la media de consumo de un hogar español es de 3.500 kWh/año, lo que hace que cada hogar español genera una media de 861 kg CO₂/año.

La reducción de CO₂ de la instalación equivale a: **62 viviendas.**



De acuerdo con el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación de España, el árbol más común es el pino y aunque el CO₂ que puede absorber puede depender de muchos factores, se estima que de media puede absorber hasta 27 kg de CO₂/año.

Por lo tanto, la reducción de CO₂ de la instalación equivaldría al que absorben **1.974 árboles.**



Según el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la emisión media de un coche estándar en España equivale alrededor de 0.1 kg CO₂/km.

Por lo tanto, la reducción de CO₂ de la instalación equivaldría al consumo que tendría un coche que recorre **533.024 km**.



3. PLANIFICACIÓN

3.1. CONSIDERACIONES DE LA PLANIFICACIÓN

La duración total del desarrollo del proyecto es de 11 semanas naturales, y se estima que los trabajos en la obra tendrán una duración de 41 días hábiles. Para asegurar la finalización de las actividades en los plazos previstos, se han planificado la asignación de los recursos necesarios, tanto físicos como humanos, para cada actividad del proyecto.

Para llevar a cabo el desarrollo de las principales tareas durante la obra se ha organizado el reparto de las tareas en dos equipos de trabajo:

- Un primer equipo que estará comprendido por cinco personas destinado principalmente a la parte de montaje, colocación e instalación de módulos, estructura, canalizaciones y cableado sobre la cubierta.
- Un segundo equipo formado por dos personas destinadas a realizar labores mayormente relacionadas con la parte de la instalación eléctrica del interior de la nave industrial y las actuaciones en los estacionamientos.

En caso de que se llegara a generar algún tipo de desajuste de los plazos previstos, la técnica a utilizar será la reasignación de recursos a las actividades críticas con la finalidad de culminar las actividades en los tiempos programados.

Durante la planificación y asignación de las tareas se ha considerado un margen de tiempo, de forma que cualquier imprevisto que pueda surgir durante todo el proceso de instalación pueda ser manejado de manera efectiva.

Los trabajos que se van a realizar se han dividido en los siguientes grupos y subgrupos de tareas principales:

- Análisis técnicos y contractuales.
- Ingeniería y compras.
- Construcción y montaje.
- Desplazamiento del material.
 - Montaje instalación electromecánica.
 - Montaje instalación eléctrica.

- Mediciones y otros sistemas.
- Puesta en marcha y pruebas operativas.
- Tramites y legalizaciones.

Se ha planificado el uso de una grúa con su respectivo operario durante una semana natural para el izado de estructura y módulos.

3.2. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

A continuación, se muestra el cronograma de ejecución donde se detallan las actuaciones y tareas que se llevarán a cabo a lo largo de la realización del presente proyecto y su duración estimada.

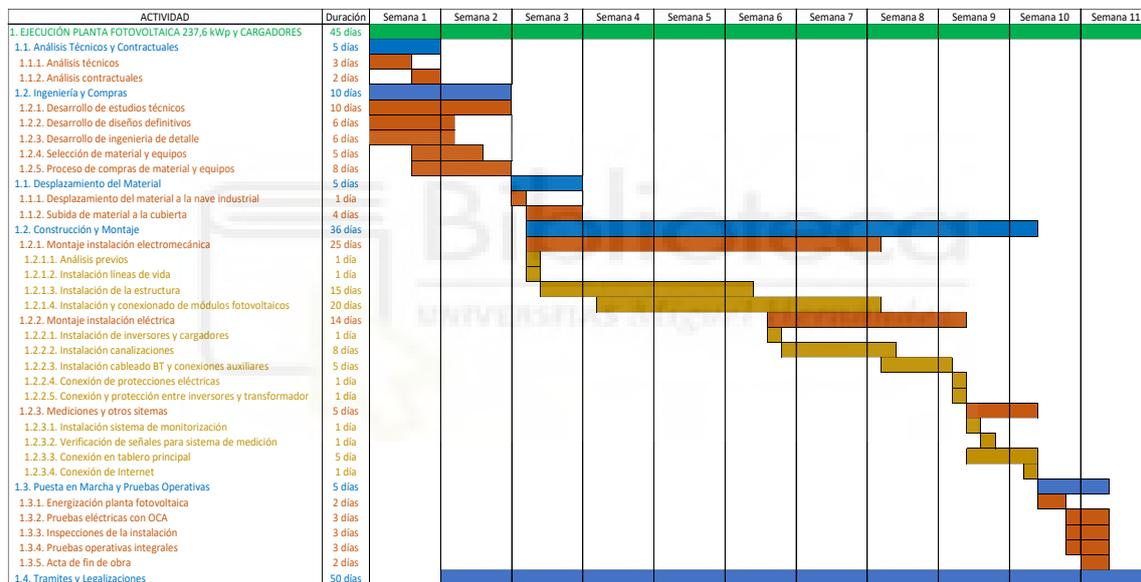


Ilustración 39. Cronograma detallado de ejecución.

El anterior cronograma se puede apreciar con mayor detalle en el Anexo correspondiente.

3.3. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El plan de mantenimiento se realizará según lo indicado en el código técnico de la edificación.

Una vez realizada la instalación, se debe de llegar a un acuerdo de contrato para el mantenimiento de todos los elementos de la instalación. Para efectuar la

validez de la garantía, este contrato de mantenimiento se recomienda realizarlo con la misma empresa instaladora que ha ejecutado las obras del proyecto.

En estos aspectos generales se diferencian dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.

- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.



4. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

4.1. OBJETO

El presente Estudio de Seguridad y Salud se redacta para dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales.

El objeto del estudio es identificar los posibles riesgos laborales que pueden surgir durante el periodo de obra, instalación, y montaje, y establecer las disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud para el desarrollo de la instalación fotovoltaica de 237,6 kWp en una nave industrial.

4.2. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

En el artículo 4 de Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, se indica en que proyectos de obras se deberá elaborar un estudio de seguridad y salud y en cuales un estudio básico de seguridad y salud.

El documento indica que será obligado elaborar un estudio de seguridad y salud cuando se cumpla alguno de los siguientes supuestos:

1) El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.760 euros.

- El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es de 189.806,33 €.

2) La duración estimada sea superior a 30 días laborables y exista presencia simultánea de más de 20 trabajadores.

- El plazo de ejecución previsto es de 77 días y existirá la presencia simultánea de un máximo de 7 trabajadores.

3) Que la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra sea superior a 500.

- El volumen de mano de obra estimada es inferior a 500 trabajadores/día.

4) Que se trate de obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

- Se trata de una obra de una instalación fotovoltaica.

Debido a que las características propias de la obra que se va a llevar a cabo no coinciden con ninguno de los supuestos indicados, de acuerdo con la normativa, se elaborará un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

En este documento se detallan los siguientes aspectos:

- Las normas de seguridad y salud aplicables a la obra.
- La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, detallando las medidas técnicas necesarias para su prevención y en caso de que no puedan eliminarse, se especificarán las medidas preventivas y protecciones técnicas necesarias para minimizar el riesgo.
- Proporcionar información útil para garantizar que los trabajos posteriores se realicen de manera segura y saludable.

De acuerdo con el artículo 7 del citado Real Decreto, el objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

4.3. NORMAS DE SEGURIDAD APLICABLES

4.3.1. LIBRO DE LICENCIAS

Son de obligado cumplimiento todas las Disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones, circulares y cuantas otras fuentes normativas contengan concretas regulaciones en materia de Seguridad e Higiene en el Trabajo, propias de la Industria eléctrica o de carácter general, que se encuentren vigentes y sean de aplicación durante el tiempo en el que subsistan las actividades a realizar.

En particular:

- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1980, de 20 de marzo)
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995, de 8 de noviembre).
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. (BOE nº 148, de 21 de junio).
- Reglamento de los Servicios Médicos de Empresa (Orden de 21 de noviembre de 1959).
- Ordenanza de Trabajo de la Industria Eléctrica (Orden de 30 de julio de 1970).
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (9 de marzo de 1971. Título II).
- Real Decreto 1995/1978 de 12 de mayo, por el que se aprueba el cuadro de enfermedades profesionales en el sistema de la Seguridad Social.
- Normas sobre Señalización de Seguridad en los Centros y Locales de Trabajo (R.D.1403/1986 de 26 de mayo).
- Real Decreto 1495/1986 de 26 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas.
- Orden de 16 de diciembre de 1987, por la que se establecen nuevos modelos para la notificación de accidentes de trabajo y se dan instrucciones para su cumplimentación y tramitación. Real Decreto sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo (R.D. 1316/1989 de 27 de octubre).
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 487/1997 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorsolumbares para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención. Orden de 27 de junio de 1997, por la que se desarrolla el R.D. 39/1997 de 17 de enero.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativa a utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Real Decreto 842/2003 de 2 de agosto) e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento de Aparatos de Elevación y Manutención de los mismos (R.D. 2291/1985 de 8 de noviembre) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Cualquiera otra disposición sobre la materia actualmente en vigor o que se promulgue durante la vigencia de las presentes normas.

4.3.2. NORMAS ESPECÍFICAS

Se prestará especial atención a las recomendaciones expresadas por el Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo en la Guía Técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico, de acuerdo con lo encomendado a este Organismo por el citado Real Decreto 614/2001 en su Disposición final primera.

- “Prescripciones de Seguridad para trabajos y maniobras en instalaciones eléctricas”.
- “Prescripciones de Seguridad para trabajos mecánicos y diversos”.

- “Primeros Auxilios”.
- “Instrucción General para la realización de los trabajos en tensión en Alta Tensión y sus Desarrollos”.
- “Instrucción General para la realización de los trabajos en tensión en Baja Tensión y sus Desarrollos”.

Serán de obligado cumplimiento todas las Normas, Manuales Técnicos y Procedimientos de la Empresa, referentes a las instalaciones y centros de trabajo y al desarrollo de los trabajos que se realicen en las mismas.

4.4. CONDICIONES AMBIENTALES

Debido a que parte de la instalación se realizará a la intemperie, sobre la cubierta de la nave industrial, se comprobará la no existencia de alertas meteorológicas para llevar a cabo la realización de los trabajos. En caso de que se presenten alertas meteorológicas, se pospondrá la realización de los trabajos hasta que las condiciones climáticas sean seguras para su ejecución.

Cuando la temperatura ambiente sea elevada, se aplicarán las medidas necesarias, que se especifican en este documento, para reducir los efectos del calor en la obra.

4.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA

En este apartado se analizan de forma general los diferentes servidumbres o servicios, con el objetivo de definirlos de forma precisa antes del inicio de las obras.

4.5.1. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA Y SITUACIÓN

Tipo de obra: Proyecto de Instalación Solar Fotovoltaica sobre cubierta.

Modalidad: Autoconsumo sin excedentes.

Potencia instalada: 237,6 kWp.

Plazo de ejecución previsto: 41 días hábiles.

Número máximo de operarios: 7 operarios.

Emplazamiento: Pol. Ind. Castilla, Vial 4, Parcela 16, 46380 Cheste, Valencia

4.5.2. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La instalación del cliente dispone de un suministro propio de energía eléctrica, por lo que durante el transcurso de las obras, el suministro de electricidad se obtendrá a través del uso de las tomas de corriente y cuadros eléctricos que hayan sido previamente definidos por el cliente.

4.5.3. SUMINISTRO DE AGUA POTABLE

La nave industrial cuenta con suministro propio de agua potable, por lo que durante el transcurso de las obras, este será proporcionado a través de tomas de agua previamente definidas por el propio cliente.

4.5.4. ACCESOS A LA INSTALACIÓN

El acceso de los operarios a las cubiertas se realizará a través de una escalera de mano que se instalará como se describe en la memoria técnica del proyecto y en la ubicación donde se muestra en el plano 2.2.

Para el acceso del material necesario para la instalación, montaje y cableado de la parte de la instalación que se realiza sobre la cubierta, se empleará un camión grúa con brazo telescópico.

4.5.5. SERVICIOS HIGIÉNICOS Y ZONAS DE DESCANSO

Los operarios de la obra harán uso de los aseos, servicios sanitarios y zonas de descanso existentes dentro de la nave con el objetivo de facilitar la logística y planificación, evitando así la construcción de instalaciones adicionales.

4.5.6. ZONAS DE ACOPIO DE MATERIAL Y RESIDUOS

El material que se utilizará en la instalación será almacenado dentro de las propias naves del cliente.

El cartón, plástico y corchos de protección procedentes del embalaje, los retales de cobre y el resto de los residuos generados en la instalación serán adecuadamente separados y gestionados por el contratista de la instalación.

4.5.7. SERVIDUMBRE Y CONDICIONANTES

Durante el transcurso de las obras no se prevé la interferencia de más de una empresa en la ejecución del proyecto, por lo tanto, no será necesario designar a un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

4.6. FORMACIÓN Y PRIMEROS AUXILIOS

4.6.1. FORMACIÓN EN SEGURIDAD Y SALUD

El trabajador recibirá la información y formación adecuadas a los riesgos profesionales existentes en el puesto de trabajo y de las medidas de protección y prevención aplicables a dichos riesgos, así como en el manejo de los equipos de trabajo. Estas acciones deben quedar recogidas documentalmente y convenientemente archivadas.

Esta formación será exigible previamente a la entrada de los trabajadores en obra y será responsabilidad de cada una de las empresas que intervengan, el impartirla a los trabajadores a su cargo, ya sean éstas subcontratadas o no.

Igualmente, el trabajador será informado de las actividades generales de prevención en la Empresa.

4.6.2. RECONOCIMIENTO MÉDICO

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra deberá haber pasado un reconocimiento médico previo que será repetido en el período máximo de un año.

4.6.3. ENFERMEDADES PROFESIONALES

Las posibles enfermedades profesionales que puedan originarse en los trabajadores de esta obra son las normales que trata la Medicina del Trabajo y las prevenciones de la Higiene Industrial.

Las causas de riesgos posibles son: Ambiente típico de obra en la intemperie, polvo de los distintos materiales trabajados en la obra, ruidos, vibraciones, contaminantes como el derivado de la soldadura y acciones de pastas de obra sobre la piel, especialmente de las manos.

Para la prevención de estos riesgos profesionales se prevé, como medios ordinarios, entre otros, la utilización de los equipos de protección individual adecuados.

4.7. UNIDADES CONSTRUCTIVAS QUE COMPONEN LA OBRA

Las unidades básicas que pueden componer este tipo de proyectos son:

Montaje de estructuras y módulos

- Preparación de la cubierta para la correcta instalación de las estructuras de los módulos.
- Atornillado de los módulos a las estructuras.

Instalaciones eléctricas de B.T.

- Cableado CC
 - Montaje de tubos / canaletas para cableado.
 - Extendido de cable a lo largo de los mismos.
- Montaje de módulos fotovoltaicos.

- Montaje y pegado de módulos sobre la estructura
- Conexión de conectores de los módulos conforme se van colocando sobre la estructura.
- Conexión de series y sistema.
- Se llevarán los cableados de las series hasta conexión en el inversor con las protecciones adecuadas de CC y CA.
- Puesta a tierra.
 - Conexión de cableado de puesta a tierra con picas correspondientes o tierra de la edificación.
 - Realización de medida de puesta a tierra.
- Inversores.
 - Montaje de inversores.
 - Conexión de los mismos a cajas de sistema y protecciones.
- Cableado CA
 - Montaje de tubos / canaletas para cableado.
 - Extendido de cable a lo largo de los mismos.
- Conexiones del sistema al cuadro general de CA.
 - Se llevarán los cableados hasta el cuadro general de corriente alterna con las protecciones correspondientes.
- Conexiones del sistema a la envolvente de protección y medida generación.
 - Se llevarán los circuitos desde cuadro general de corriente alterna hasta la envolvente de protección y medida de generación con las protecciones correspondientes.
- Conexiones del sistema a caja derivación, interruptor frontera y envolvente de protección y medida consumo.
 - Se llevarán los circuitos desde la envolvente de protección y medida hasta la caja de derivación, interruptor frontera y envolvente de protección y medida de consumo.

4.8. HERRAMIENTAS EMPLEADAS

Taladro

- Herramienta empleada para instalación de las estructuras de los módulos fotovoltaicos a las cubiertas, en caso de tratarse de estructuras ancladas y no lastradas, y para instalar las canalizaciones por las que discurrirá el cableado.

Taladro de Impacto

- Herramienta utilizada para la colocación de los módulos sobre las estructuras y emplear el par de apriete adecuado.

Radial

- Empleada para acortar las canalizaciones a las dimensiones requeridas.

Crimpadora neumática

- Empleada para instalar los terminales metálicos al cableado de AC.

Herramientas de mano

- Destornillador.
- Tijera.
- Metro.



4.9. RIESGOS NO EVITABLES PRESENTES EN LA OBRA POR OPERACIONES

4.9.1. GENERALES

- **Proponer métodos seguros al personal**
 - Incendios o explosiones.
 - Quemaduras o radiaciones.
- **Replanteo en el terreno**
 - Golpes cortes o pinchazos en brazos mano o tronco.
 - Golpes cortes o pinchazos en piernas o pies.
 - Exposición al sol.

4.9.2. PROCEDIMIENTOS DE LA OBRA

- **Organización de la obra**
 - Daños a terceros por atropello o aplastamiento.
 - Caída en el mismo nivel.
 - Caída a distinto nivel.
 - Caída de materiales o herramientas.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
 - Viento.
- **Recepción y acopio de materiales en la obra**
 - Caída en el mismo nivel.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos
- **Izado y acopio de materiales en la obra**
 - Caída a distinto nivel.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
- **Colocación o montaje de materiales en la obra**
 - Caída de materiales o herramientas.
 - Golpes, cortes o pinchazos en brazos, manos o tronco.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
- **Instalación de equipos de protección colectiva**
 - Caída a distinto nivel.
 - Caída de materiales o herramientas.

4.9.3. OPERACIONES DE MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

- **Organización de la obra**
 - Daños a terceros por atropello o aplastamiento.
 - Caída en el mismo nivel.
- **Conducciones eléctricas**
 - Desprendimientos, desplome y derrumbe.
 - Contactos eléctricos.
 - Explosiones.
 - Incendios.
 - Atrapamientos.

- Atropellos.
- Cortes.
- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Caída de objetos.
- Choques y golpes.
- Sobreesfuerzos.
- Exposición al sol y al calor.
- Anegamiento.
- **Montaje y conexionado de equipos eléctricos**
 - Desprendimientos, desplome y derrumbe.
 - Contactos eléctricos.
 - Caídas al mismo nivel.
 - Caídas a distinto nivel.
 - Sobreesfuerzos.
 - Exposición al sol y al calor.
 - Golpes.
 - Cortes.
- **Puesta en servicio de equipos eléctricos**
 - Desprendimientos, desplome y derrumbe.
 - Contactos eléctricos.
 - Caídas al mismo nivel.
 - Caídas a distinto nivel.
 - Sobreesfuerzos.
 - Exposición al sol y al calor.
 - Golpes.
 - Cortes.
- **Instalación de red de tierras**
 - Caídas al mismo nivel.
 - Caídas a distinto nivel.
 - Golpes.
 - Contacto térmico.
 - Proyecciones.

4.10. RIESGOS NO EVITABLES PRESENTES EN LA OBRA POR MAQUINARIAS Y MEDIOS AUXILIARES

- **Elementos auxiliares de carga y transporte: cuerdas, cables**
 - Caída en el mismo nivel.
 - Caída de materiales o herramientas.
 - Golpes cortes o pinchazos en la cabeza.
 - Golpes cortes o pinchazos en brazos manos o tronco.
 - Golpes cortes o pinchazos en piernas o pies.
 - Quemaduras o radiaciones.
 - Sobre esfuerzos.
- **Camión de transporte**
 - Daños a terceros por atropello o aplastamiento.
 - Caída de materiales o herramientas.
 - Golpes cortes o pinchazos en la cabeza.
 - Golpes cortes o pinchazos en brazos manos o tronco.
 - Golpes cortes o pinchazos en piernas o pies.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
 - Incendios o explosiones.
 - Vibraciones
- **Camión grúa / grúa autopropulsada**
 - Daños a terceros por atropello o aplastamiento.
 - Caída de materiales o herramientas.
 - Golpes cortes o pinchazos en la cabeza.
 - Golpes cortes o pinchazos en brazos manos o tronco.
 - Golpes cortes o pinchazos en piernas o pies.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
 - Incendios o explosiones.
 - Vibraciones.
 - Caída de material a distinto nivel.
 - Riesgo de caída de rayo.

- Contactos eléctricos.
- Contactos térmicos.
- **Radial**
 - Golpes cortes o pinchazos en brazos manos o tronco.
 - Proyección de partículas.
 - Quemaduras o radiaciones.
 - Contactos eléctricos.
 - Ruido.
 - Polvo ambiental.
- **Taladradora**
 - Golpes cortes o pinchazos en brazos, manos o tronco.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
 - Proyección de partículas.
 - Contactos eléctricos.
 - Ruido.
 - Vibraciones.
- **Escalera de mano**
 - Daños a terceros por caída de altura de materiales.
 - Caída a distinto nivel.
 - Caída de materiales o herramientas.
 - Golpes cortes o pinchazos en la cabeza.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
 - Contactos eléctricos.
- **Escalera fija**
 - Daños a terceros por caída al mismo o distinto nivel.
 - Caída a distinto nivel.
 - Golpes cortes o pinchazos en la cabeza.
 - Atropellos, vuelcos o atrapamientos.
 - Quemaduras o radiaciones.
 - Contactos eléctricos.
 - Exposición al frío.
 - Heladas.
- **Batea para el transporte de material**

- Caída en el mismo nivel.
- Caída a distinto nivel.
- Caída de materiales o herramientas.
- Aplastamiento o sepultamiento.
- Dermatitis.
- Sobre esfuerzos.
- **Elevadora autopropulsada en tijera**
 - Caídas al mismo nivel.
 - Caídas a distinto nivel.
 - Vuelco del equipo.
 - Caída de materiales sobre personas o bienes.
 - Golpes, choques o atrapamientos del operario o de la propia plataforma contra objetos fijos o móviles.
 - Contactos eléctricos directos o indirectos.
 - Atrapamiento entre alguna de las partes móviles de la estructura y entre ésta y el chasis.
 - Incendio o explosión.

4.11. RIESGOS PARTICULARES

4.11.1. SOBRECARGA MÁXIMA ADMISIBLE SOBRE CUBIERTA

La descarga de los soportes y de los paneles se podrá realizar sobre las cubiertas inclinadas, siempre y cuando se realice sobre las vigas o correas de la cubierta, en ningún momento sobre vano de la cubierta, una vez realizada dicha descarga se deberá repartir el peso correspondiente sobre las distintas zonas de instalación, tal y como se indica en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento.

4.11.2. ACCESO A CUBIERTA

El acceso a las cubiertas se realizará mediante escalera fija vertical, como se ha descrito en el documento memoria, ubicada donde se encuentra descrito en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento., con arnés de seguridad.

4.11.3. USO DE ARNÉS ANTICAIDAS

Para esta obra será necesario el uso del arnés en el momento que el técnico esté subiendo por la escalera fija vertical, deberá de estar anclado a la misma mediante mosquetones.

Debido a que las cubiertas tienen una inclinación de 6°, es necesario el uso de arnés ligado a una línea de vida en todas las cubiertas de trabajo. La disposición de las líneas de vida vendrá descrita en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento.

Los puntos de anclaje anticaídas que se emplearán para la construcción de la instalación fotovoltaica serán permanentes. La disposición de los puntos de anclaje anticaídas vendrán descritos en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento.

Las líneas de vida que se emplearán para la construcción de la instalación fotovoltaica serán provisionales. La disposición de las líneas de vida vendrán descritas en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento.

4.11.4. IZADO Y DESCARGA DE SOPORTES Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTA

El izado de los soportes y de los módulos se realizará mediante el uso de un camión grúa con un brazo extensible de mínimo 30 metros de longitud, de esta manera se podrá alcanzar la totalidad de las zonas donde se van a instalar los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos vienen empaquetados en palets de 31 unidades y 1.105 kg de peso. Dichos palets serán distribuidos a lo largo de las cubiertas

donde se pretenden instalar. La disposición se indica en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento.

La disposición y localización del camión grúa será desde las zonas de izados de material, según se indica en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento, desplazándose según sea necesario para depositar los módulos en el lugar más cercano posible a su localización final.

La delimitación y señalización del radio de acción donde se realice la descarga evitando el acceso a dicha zona del personal ajeno a los trabajos. La disposición se indica en el plano de seguridad y salud adjunto al presente documento.

4.11.5. RIESGOS A TERCEROS

Al tratarse de un trabajo en un centro de pública concurrencia, existen los siguientes riesgos:

- **Interferencias de paso del personal de obra por el interior de las instalaciones**

Los operarios basarán su actividad principalmente en la zona de la cubierta, en la sala donde se localiza el cuadro eléctrico general de baja tensión del edificio y el estacionamiento de la nave industrial. El personal de obra únicamente interferirá con el personal del centro a la entrada y salida de su puesto de trabajo, a excepción del día en el que se realice el izado del material a la cubierta.

- **Interferencias en la descarga e izado de material**

La descarga e izado de material se realizará mediante el uso de un camión pluma el cual se localizará en las posiciones indicadas en el plano del presente documento. En el momento del izado del material, la zona deberá de estar acordonada y se deberán de haber retirado cualquier vehículo que interfiera en la actividad a desarrollar. Esta actividad se realizará una única vez al comienzo de la obra y su duración no será superior a 4 horas. En todo momento, el personal interno estará al corriente de las actividades que se estén desarrollando.

- **Coordinación constante con los responsables del centro y su Servicio de Prevención**

Previo al comienzo de obra se coordinará cualquier actividad que se vaya a realizar en obra, tanto con el responsable del centro, como con el servicio de prevención que estos tienen contratado. En ningún momento se realizará una actividad no contemplada ni coordinada previamente con los responsables del centro y con su Servicio de Protección.

- Accesos a cubiertas

El acceso a cubiertas se realizará mediante una escalera fija vertical y mediante uso obligatorio de arnés.

Durante el periodo de jornada laboral se instalará una señal de prohibido el paso a cualquier persona ajena a la obra con el fin de evitar cualquier interferencia con la actividad que se está desarrollando.

4.12.MEDIDAS PREVENTIVAS

4.12.1. GENERALES

Proponer métodos seguros al personal

- **Precauciones personales**
 - Antes de empezar cualquier trabajo, cada trabajador se ocupa de conocer las reglas y recomendaciones del contratista de la obra y las recomendaciones especiales que realice el jefe de obra.
 - Cada trabajador está capacitado para su cometido y autorizado por el jefe de obra.
 - Todos conocen las normas de seguridad generales y las propias de su puesto de trabajo.
 - Se exige a cada uno el uso de las protecciones individuales previstas y se comprueba periódicamente que las usan todos.
 - El número de operarios es el suficiente para evitar accidentes.
 - No hay nadie en la vertical inferior de la zona de trabajo durante las operaciones, ni hay nunca dos tajos en el mismo vertical. Si alguien ajeno al tajo puede pasar inadvertidamente por esa zona se instala

una valla y una señal que prohíben el paso, o una visera si hay que consentir el paso.

- **Desplazamientos por la obra**

- El personal se desplaza por los lugares previstos, protegidos y señalizados de la obra. Se prohíbe el desplazamiento por otros pasos, especialmente por los peligrosos (barras de la estructura, tubos o bordes no protegidos).
- Los desplazamientos sobre la estructura, si no hay pasarelas o plataformas, se hacen sentándose a caballo sobre la viga y amarrando el cinturón de seguridad a ella.

- **Trabajos en altura**

- En los trabajos a altura >2 m del plano sustentante habitual, se usa arnés anticaídas, con puntos de fijación y cables fiadores anclados a elementos sustentantes y cinturón portaherramientas, se instalan tableros o planos elevados de sustentación y se instalan redes anticaídas protegiendo los bordes de zonas de paso o de trabajo sobre cambios de nivel.
- Caída de herramientas o materiales
- Se instala una valla resistente que separa la obra del paso de personas y vehículos no afectos a la obra, se protege esa zona situando sobre ella una visera o marquesina, se instalan redes verticales o toldos y se prohíbe el trabajo y estancia de personal en planos inferiores mientras se realiza el trabajo.

Organización de la obra

- **Límite perimetral**

- Se instalan cerramientos en los límites de la obra que impiden el paso de personas o máquinas no autorizados y materiales u objetos caídos o proyectados. Lejos de núcleos de población basta con cinta de señalización que advierte dónde comienza.
- Dentro o cerca del casco urbano con valla de altura >2 m, cuyo borde superior resiste un empuje horizontal de 50 kg/m, separada $>1,5$ m de la construcción.

- **Suelo**

- Hay un suelo continuo, resistente y sensiblemente plano, con pasarelas para cruzar vacíos de altura $>0,5$ m. Si no existe, se obliga el uso de arnés anticaídas con cables fiadores y puntos de fijación.
- El suelo por el que pasa una conducción enterrada se cubre con tableros de protección, para impedir la actuación inadvertida de máquinas o personas. Se instalan señales de peligro, especialmente en conducciones eléctricas, de gas, o de agua.
- **Huecos en paredes**
 - Se instalan barandillas rígidas de altura > 90 cm amarradas a soportes sujetos a forjados o puntales en balcones, descansillos, ventanas, y en cualquier hueco en los muros que dan al vacío o a huecos que tengan una profundidad $> 0,50$ m, y en los huecos hacia el vacío entre pilares en los edificios en construcción, compuestas por pasamanos, rodapié y barra a media altura, a suficiente distancia del borde del desnivel como para que no haya peligro de desmoronamiento, en desmontes $a > 2$ m del borde del desnivel siempre que se pueda. Las barandillas resisten > 150 kg/m. Las barandillas pueden ser abatibles en los casos en que el hueco que protegen sea un acceso, que permanecerá activa cuando la plataforma de descarga del material no se encuentre en la planta.
- **Desniveles**
 - Se instalan tableros o planos elevados de sustentación, para que pisen los trabajadores en las zonas en las que el piso no es seguro.
 - Se prohíbe cualquier trabajo en la vertical de ese tajo mientras se trabaja en él. Si esto no es posible, se instala una visera que cubra a quienes trabajan, que se mantiene siempre por encima de los trabajadores, por lo que se traslada a medida que la obra se eleve.
 - Se protegen con topes y barandillas los apeos, puntales o entibaciones, para evitar que un golpe involuntario pudiera derribarlos o moverlos.
 - En fachadas y bordes sobre el vacío se instalan redes de seguridad, que se comienzan por el techo hasta llegar a la planta baja. Las de tipo horca se colocan cubriendo una planta a lo largo de todo el perímetro

de la fachada, con mástiles sujetos en horquillas de acero empotradas en el forjado y atadas a alambres empotrados en el hormigón y atados a las cadenas perimetrales. Cada red está unida a las inmediatas con grapas o cuerdas. Se limpian periódicamente de objetos que hayan caído encima.

- **Huecos en el suelo**

- Las protecciones se instalan en cuanto se produce la abertura.
- Los huecos pequeños, tipo pasa tubos, están señalizados y con tapa resistente y no desplazable.
- Los huecos mayores se cubren con mallazo metálico de cuadrícula < 10 x 10 cm y varilla > 4 mm, o si lo requiere el tipo de tráfico que se prevé sobre ellos, se cubren con palastro de acero, anclado para impedir su desplazamiento o tablero resistente colocados de modo que no se desplace y que no resalte del nivel del pavimento.
- Si no hubiera que circular sobre ellos, se instalan barandillas.

- **Acceso**

- Por pista de anchura, peralte, pendiente, visibilidad e injerto a la red viaria sin riesgo de vuelco, caída, atropello, o colisión. Si no fuera así, se han instalado señales, vallas, iluminación u otras protecciones. Si se accede desde una calle, vía urbana o carretera transitada se instalan las señales: "Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra" y "Es obligatorio el uso de casco".
- Las maniobras de máquinas y camiones son controladas por un señalista con chaleco reflectante y señal manual de "Stop"- "Adelante".
- Se delimita la circulación peatonal y el tráfico rodado mediante vallas portátiles lejos de la zona de circulación y trabajo de las máquinas. Se interrumpen en los momentos en que no se pueda impedir el peligro.
- Se instalan señales de advertencia visibles desde fuera de la obra: "Caídas de objetos", "Maquinaria pesada", "Desprendimientos", "Vía obligatoria para peatones", "Limitación de velocidad", "Manténgase fuera del radio de acción de las máquinas".
- Si hay limitaciones de gálibo (altura o anchura) se instala un pórtico limitador de gálibo y señales indicando la dimensión máxima aceptable "Altura máxima", "Anchura máxima".

- Si hay que pasar sobre estructuras (como puentes o voladizos) con limitación de carga máxima se advierte a proveedores y empleados y se instala la señal "Peso máximo admisible", antes de llegar a la estructura en cualquiera de los sentidos y en el inicio del ramal que contiene la estructura en cualquier bifurcación o alternativa a ese paso.
- Si hay curvas de radio pequeño < 6 m o sin visibilidad se instalan las señales "Limitación velocidad", "Curva peligrosa" y un espejo convexo a 3 m de altura, en la zona central y exterior de la curva, que permite ver un extremo de la curva desde el otro.
- Se calculan, sitúan, acondicionan y preparan las vías de circulación, escaleras, escalas fijas, muelles o rampas de carga de forma que se pueden utilizar fácilmente y de forma segura y no haya riesgo para los trabajadores que operen cerca.
- Las vías de circulación para vehículos están a distancia suficiente de puertas, pasos de peatones y escaleras, hay suficiente distancia o medios de protección para quienes estén en el recinto, y se señalizan bien.
- **Obstáculos**
 - Los apeos, puntales o entibaciones cercanos a pasos de maquinaria se protegen con topes y barandillas.
 - Las líneas eléctricas aéreas próximas al área de trabajo están a mayor distancia que la que se puede alcanzar a mano o con cualquier instrumento, máquina o medio auxiliar de la obra. En otro caso, se desvían fuera del recinto de la obra o se dejan sin tensión. Si no es posible, se instalan topes, finales de carrera, vallas o barreras. Las líneas eléctricas propias de la obra están ordenadas y elevadas del suelo.
- **Orden y limpieza**
 - La obra se mantiene en condiciones de orden y limpieza.
 - Se retiran los materiales, residuos y herramientas, que puedan desprenderse o entorpecer, al terminar el trabajo.
 - Se sitúan los acopios de material y los equipos de trabajo en zonas separadas de los pasos de agua, de personas y de vehículos, amarrados para evitar su desplome, caída o vuelco.

- Se eliminan los objetos punzantes, remaches y puntas de la obra.
- Los escombros se apilan ordenadamente para evacuarlos mediante trompas y se prohíbe lanzarlos por los huecos de fachada o patio.
- **Ruido**
 - Se considera el límite tolerable en un nivel diario equivalente < 80 dB(A), o < 140 dB de nivel de pico.
 - Las tareas ruidosas se realizan en horario diferente del de los demás trabajadores, se reduce el ruido mejorando el aislamiento acústico de la máquina causante o sustituyéndola por otra menos ruidosa, y se aísla la fuente del ruido mediante pantallas de gran masa y poca elasticidad, lo más cerradas que sea posible.
- **Iluminación**
 - Los locales, zonas de trabajo y vías de circulación tienen, si es posible, iluminación natural. Durante la noche o cuando la luz natural no es suficiente, tienen iluminación artificial, cuyo color no altera la percepción de las señales.
 - La instalación de la iluminación, sus postes, lámparas o cableado no supone riesgos añadidos para los operarios.
 - Hay una instalación de iluminación de seguridad en los casos en que un fallo de la iluminación artificial suponga riesgos.
 - Se prohíbe el trabajo con poca luz o poca visibilidad. Se instalan sistemas portátiles de iluminación que aseguren 200 lux en el plano de trabajo para trabajos gruesos, como la carga y descarga, o 500 para montajes o tareas de mayor precisión, o se proporciona a los trabajadores equipos de linterna autónomos en casco. Estos sistemas de iluminación están alimentados a 24 v. Si se usan portátiles son con portalámparas estancos y mango aislante, rejilla de protección de la bombilla y conexión al cuadro de alimentación mediante clavija macho-hembra.
 - Si se está expuesto a un fuerte contraluz, por ejemplo, por estar frente al sol naciente o poniente, o a cualquier fuente luminosa más intensa que el plano de trabajo, se instalan pantallas o cortinas.
- **Condiciones meteorológicas**

- El lugar de trabajo sometido a temperaturas o puede causar pérdidas de precisión o equilibrio, enfermedades asociadas al enfriamiento, hipotermia, insolaciones, mareos, deshidratación, irritabilidad, o congestión.
- Para combatir las temperaturas inferiores a 0° se dota a los trabajadores de ropa de abrigo o se instalan sistemas calefactores.
- Para combatir el alto número de horas al sol más de 8 h de soleamiento continuo se dota a los trabajadores de gorro o casco protector o se instalan toldos o sombrillas, y se facilita la hidratación de la piel, y la humectación o refrigeración de la cabeza.
- La elevada humedad relativa del aire (>88%) potencia el efecto de las temperaturas, de forma que han de aplicarse entre 5° y 30° las medidas indicadas para temperaturas extremas. La humedad relativa muy baja (<20%) causa la desecación de las mucosas y de los ojos, dolor de cabeza, torpeza en los movimientos.
- Con lluvia o nieve se utilizan impermeables y botas impermeables, para la lluvia, y los mismos más polainas para la nieve. Se interrumpe el tajo cuando la reducción de visibilidad, o el estado del suelo, excesivamente deslizante o inestable, lo aconseje.
- El viento causa empujes, polvo y aumenta la sensación térmica de frío. Se interrumpen los trabajos de elevación de cargas suspendidas y similares. Los trabajos en altura requieren medidas como arnés anticaídas con puntos de fijación y/o cables fiadores, o se interrumpen si estas medidas no suponen protección suficiente.
- Las heladas causan reducciones drásticas de la adherencia del terreno, empujes en todos los contenedores de agua, que pueden provocar su rotura, y alteraciones en el comportamiento de algunos materiales, como el cemento, que detiene su fraguado. Se interrumpen los trabajos con máquinas rodantes con riesgo de deslizamiento. Se interrumpen los trabajos en altura, los de transporte de cargas y en general, todos aquellos en los que un resbalón de un operario pueda tener consecuencias graves para su salud, o se aplican medidas como arnés anticaídas con puntos de fijación y/o cables fiadores, si estas medidas suponen protección suficiente.

Recepción y acopio de materiales en la obra

- **Recepción de materiales**

- Durante la carga y descarga el camión está en reposo sin que se desplace o vuelque. Si hubiera riesgo de desplazamiento o vuelco (por ejemplo, por estar en pendiente) se instalan calzos o topes.
- El camión se descarga de forma que el resto de la carga no se desestabiliza. Si hubiera riesgo de pérdida de estabilidad de la carga, se dispone personal de apoyo, cables, puntales, tabloneros y otros recursos.

- **Acopio de materiales**

- La zona destinada al acopio es suficientemente resistente para soportar la carga.
- Los emplazamientos definidos para acopio son los únicos utilizados para almacén y no producen interferencias.
- El acopio se sitúa fuera de los pasos de agua, aunque estén secos. Sobre éstos se colocan vallas, aunque nunca atravesando el paso del agua, y la señal "Prohibido depositar materiales".

Izado y transporte de materiales

- **Normas generales de seguridad**

- El izado y traslado de material se realiza en condiciones meteorológicas favorables. Si se presentaran condiciones meteorológicas adversas, se utilizan equipos de protección individual adecuados; y si hubiera peligro de pérdida de estabilidad, o de visión, o apareciera torpeza en los movimientos, se interrumpe el trabajo.
- Las piezas se elevan hasta su emplazamiento suspendiéndolas de una grúa mediante cables, cadenas o eslingas.
- Los cables se enganchan a las anillas de suspensión previstas por el fabricante, o, sino las hubiera, a la propia pieza, lo más cerca posible de los extremos para evitar que se deforme o se rompa al elevarla.
- Los cables llevan un gancho con seguro anti-desenganche en su extremo. Si la pieza no dispone de anillas de suspensión, se puede crear un lazo enganchando el cable sobre sí mismo después de pasarlo por un punto de apoyo fiable, que no permita su

desplazamiento imprevisto. Los nudos no se admiten como medio de fijación del cable.

- La carga trasladada queda junto a su ubicación definitiva en posición estable, es decir, no caerá al recibir un leve golpe. Si no fuera así, se apuntala provisionalmente.
- El itinerario para recorrer por la carga está despejado de obstáculos. Si hubiera alguno se instala una señal que advierte al personal de izado y traslado. Si se trata de un obstáculo cuyo contacto con la carga puede ser peligroso, como un cable eléctrico, una fuente de calor, o un elemento inestable que pudiera caer, se instalan topes o barreras.
- Las protecciones colectivas que obstaculicen el paso de la carga se desmontan únicamente en el tramo necesario y se vuelven a montar inmediatamente.
- Los apoyos sobre los que se deposita la carga están nivelados y limpios antes de comenzar su desplazamiento.
- Se asegura el apoyo correcto de las piezas antes de soltarlas.
- Para lograr la mayor horizontalidad y evitar balanceos de la carga se asegura que esté bien enganchada y se transporta sujeta por dos puntos, de forma que el centro de gravedad de la pieza quede centrado con el centro de suspensión.
- Al izar y colocar en posición grandes piezas verticales, como pilares o columnas, se fijan a tierra en posición próxima a su emplazamiento definitivo unas plataformas móviles o escaleras que faciliten la maniobra.
- Para manipular piezas largas intervienen un operario en cada extremo y otro para coordinarles con el operador de la máquina.
- Las protecciones colectivas que obstaculicen el paso de la carga se desmontan únicamente en el tramo necesario y se vuelven a montar inmediatamente.
- **Instrucción del personal en el trabajo con máquinas**
 - Las máquinas y herramientas son utilizadas exclusivamente por personal autorizado a ello por el Jefe de obra, que ha comprobado su calificación.

- No suben pasajeros, ni se transportan personas en el brazo o cuchara, utilizándolo como andamio o apoyo para subir, ni como elemento de transporte de personal. Nadie baja ni sube en marcha a la máquina, aunque sea a poca velocidad.
- Se instruye al personal de apoyo afecto al tajo sobre el modo seguro de trabajar en las inmediaciones de la máquina.
- El operador de la maquinaria y el personal de apoyo están a distancia > longitud de los cables de suspensión, en previsión del latigazo que se produciría si el cable en tensión se rompiera.
- El operador puede ver todo el recorrido de la carga desde donde controla la maniobra, especialmente el lugar en el que se encuentran los operarios que esperan a recibir la carga. Si hay zonas ocultas a su vista, se destina a una persona en cada una que vea esa zona y esté a la vista del operador, que le indica lo que hay que hacer con las señas convenidas.
- El personal de apoyo conduce la pieza hasta su destino con eslingas, cables y pértigas. Disponen de suficiente superficie de apoyo y protecciones para impedir su caída. La maniobra de encaje final de la pieza se hace con empujes laterales sobre ella con palancas o cables, nunca directamente con la mano, y vigilando que el eventual retroceso de las palancas por una falsa maniobra no afecte a ningún trabajador.
- **Cables o cadenas de izado**
 - Llevan en su extremo un gancho con seguro anti-desenganche.
 - Se puede amarrar la pieza con un lazo enganchando el cable sobre sí mismo después de pasarlo por un punto de apoyo fiable, que no permita su desplazamiento imprevisto. No se admiten nudos para amarrar la pieza.
 - Las cuerdas, cables, cadenas y demás elementos de amarre se revisan periódicamente.
 - La grúa inicia el desplazamiento de la pieza tensando lentamente los cables de suspensión hasta separarla del suelo, con aceleraciones laterales pequeñas.
- **Agrupamiento de piezas**

- Las grandes piezas se izan de una en una o en bloques flejados o atados. Las piezas menores en contenedores, cajas o palets cerrados, o dentro de una cuba o recipiente sin aberturas, que impide la caída accidental de piezas sueltas.
- **Colocación o montaje de materiales en la obra**
 - La colocación de elementos voluminosos o pesados requiere una coordinación visual y auditiva instantánea, por lo que el personal del equipo mantiene contacto visual y sonoro. Si alguien no puede tener ese contacto, hay un responsable de comunicarle con los demás.
 - El ajuste final se hace con empujes laterales a la carga aún suspendida, con palancas o cables, nunca directamente con la mano, y vigilando que el recorrido de las palancas, en caso de una falsa maniobra, sea largo y no afecte a ningún trabajador.
 - Durante la colocación o montaje las piezas quedan en posición estable y resisten el viento y los golpes. Si la necesaria resistencia en los anclajes tarda un tiempo en alcanzarse, se apuntalan provisionalmente. Permanecen suspendidos hasta que queden estables.
 - El trabajo de unión o ensamblado se efectúa siempre que es posible en taller, o en el suelo, y después se procede al izado.
 - Se eliminan o suavizan los salientes y bordes que pueden pinchar o cortar al personal de colocación.
 - Los tornillos, clavos, tuercas y otras piezas pequeñas de montaje se guardan en recipientes para evitar su caída desde el tajo.
- **Instalación de equipos de protección colectiva**
 - Las redes de protección se instalan antes de comenzar a trabajar a altura > 3 m de del pavimento circundante.
 - En los trabajos sobre grandes superficies, como naves industriales, en los que las redes protegen la zona de trabajo y no toda la superficie, se desplazan las redes acompañando el avance de los trabajos. Este desplazamiento puede realizarse mediante basculamiento, o por desplazamiento a lo largo de cables tendidos de uno a otro extremo de la estructura.

- Las redes de seguridad son ignífugas para evitar roturas y/o quemaduras cuando hay trabajos de soldadura en su plano o en su vertical superior.

4.12.2. OPERACIONES DE MONTAJE

- **Conducciones eléctricas**

- Se informará al operario u operarios de la existencia o proximidad de instalaciones de servicio (gas, aguas, conductores eléctricos, etc.) extremando las precauciones y vigilancia.
- Es obligatoria la aplicación de las "5 REGLAS DE ORO " en todos los trabajos realizados en frío:

1ª Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo.

2ª Enclavamiento o bloqueo de los aparatos de corte y/o señalización en dispositivo de mando.

3ª Reconocimiento de la ausencia de tensión.

4ª Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.

5ª Señalización y delimitación de la zona de trabajo.

- El mando planificará e informará a los operarios, de los trabajos y maniobras a realizar y las dirigirá con ORDENES CLARAS Y PRECISAS, controlando en todo momento los trabajos y situaciones.
- Las zonas de trabajo, así como sus accesos se mantendrán limpias y libres de obstáculos, los materiales o restos estarán almacenados en los lugares destinados a tal fin.

Cuando por razones de la obra se ocupen los espacios destinados a la circulación peatonal (aceras, pasos, ...) se habilitarán pasos alternativos debidamente señalizados y protegidos.

- La señalización, balizamiento y en su caso, defensas en las obras que afecten a la libre circulación por las vías públicas, se atenderán a las

normas establecidas o instrucciones complementarias que ordene la administración competente.

- Para trabajos a partir de 2 m. de altura se utilizará obligatoriamente el sistema anticaída de línea de vida.
- **Conducciones eléctricas**
 - Es obligatoria la aplicación de las "5 REGLAS DE ORO " en todos los trabajos realizados en frío:
 - 1ª Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo.
 - 2ª Enclavamiento o bloqueo de los aparatos de corte y/o señalización en dispositivo de mando.
 - 3ª Reconocimiento de la ausencia de tensión.
 - 4ª Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.
 - 5ª Señalización y delimitación de la zona de trabajo.
 - Comprobar el perfecto estado de la máquina y el cable que deberán estar en perfectas condiciones de aislamiento.
 - La manguera de alimentación eléctrica estará protegida para evitar los deterioros por roce y aplastamiento.
 - Es obligatorio el uso de GAFAS O PANTALLA de protección contra proyecciones.
 - Cuando la realización de ésta actividad requiera la utilización de escalera y/o andamios, se adoptarán las medidas preventivas indicadas en el apartado trabajos con escalera de mano y andamio.
 - Para trabajos a partir de 2 m. de altura se utilizará obligatoriamente el sistema anticaídas de línea de vida.
 - Las zonas de trabajo y accesos se mantendrán libres de obstáculos.
 - Los grupos generadores con motor de combustión se mantendrán alejados de la zona de trabajo o en el exterior de recintos cerrados.
- **Conducciones eléctricas**
 - Se adoptarán las medidas preventivas indicadas en el apartado trabajo con taladradora.

- Cuando la realización de ésta actividad requiera la utilización de escalera y/o andamios, se adoptarán las medidas preventivas indicadas en el apartado trabajos con escalera de mano y andamio.
- Para trabajos a partir de 2 m. de altura se utilizará obligatoriamente el sistema anticaídas de línea de vida.
- Se evitará siempre situarse en la vertical de operarios trabajando en altura.
- Uso obligatorio de la tenaza de sujeción. Comprobar el buen estado de la maza.
- Es obligatorio el uso de pistola de ignición por chispa.
- Con los moldes sólo se podrán realizar una determinada cantidad de soldaduras, excediéndose en el número de ellas los huecos se deforman, pudiendo salir material fundido a altas temperaturas.
- Se limpiarán los moldes una vez realizada la soldadura.
- Es obligatorio el uso de GAFAS O PANTALLA de protección contra proyecciones.
- Para trabajos continuados es obligatorio el uso de MANDIL.
- Para trabajos continuados es obligatorio el uso de POLAINAS.

4.12.3. MEDIOS AUXILIARES

- **Montaje, desmontaje, mantenimiento y uso sólo a cargo de personal cualificado y con calificación acreditada.**
 - Antes del comienzo del trabajo se conocen bien las normas de la máquina y sus instrucciones y se cumplen siempre.
 - Las herramientas y útiles de trabajo no están sueltos por la plataforma.
 - En caso de transportarla, se cumplen las normas de tráfico.
 - Antes de cada jornada se comprueban: niveles de batería, partes móviles, ruedas, neumáticos, controles y mandos.
 - Los caminos de acceso no tienen pendientes, obstáculos, socavones u otros impedimentos.
 - La zona de trabajo está limpia y ordenada.
 - Se planifica cada movimiento dentro de esa zona.

- La máquina está perfectamente nivelada y se usan los estabilizadores cuando los trabajos lo requieran.
- El movimiento de la máquina se lleva a cabo con suavidad.
- No se utiliza con condiciones meteorológicas adversas como viento o lluvia.
- Se vigilan los obstáculos que impidan el desplazamiento o elevación, dejando espacio suficiente sobre la cabeza.
- Se mantiene una distancia > 2 m con cualquier tendido eléctrico.
- Se prohíbe el uso de plataformas con motor de combustión en recintos cerrados y poco ventilados.
- No se puede exceder el peso admisible marcado en la máquina.
- Nunca se sujeta la plataforma a estructuras fijas.
- No se pueden utilizar como alargadores escaleras o andamios para alcanzar otras zonas de trabajo.
- Durante la traslación de la máquina no se la puede subir o bajar.
- **Andamio modular**

Se reducirá el uso de escaleras de mano siempre que sea posible el uso de plataformas de trabajos más seguras. Se recuerda que las escaleras de mano no son plataformas de trabajo, y quedarán reducido su uso a momentos puntuales y previamente autorizados.

 - El ancho de plataforma mayor de 0,60 cm. Fijar plataforma a los caballetes. Caballetes con cadenilla, o barra de limitación de apertura, o en los de madera pieza horizontal de arriostamiento. Hacer revisiones periódicas de su montaje y resistencia de plataforma. Se prohíbe la formación de andamios formados sobre una borriqueta y otros materiales sueltos, especialmente los bidones. Garantizar estabilidad en conjunto (Apoyos, nivelación).
 - Orden y limpieza en plataformas, recogida de residuos, escombros. Acceso a plataforma de forma segura, con escaleras de mano, o banquetas.
 - Reparto de cargas uniforme en plataformas de trabajo.
 - Retirar despuntes de la plataforma.
 - No ingeste alcohol, su jornada termina cuando llegue a casa.
- **Escalera de mano**

- Es del tipo de tijera con zapatas antideslizantes y cadenilla de control de apertura máxima.
- Tienen ganchos para poder sujetarlas a la parte superior de los elementos de apoyo.
- No se utilizan como pasarelas, ni para el transporte de materiales.
- Los largueros son de una sola pieza de madera y sin pintar. Se prohíbe el uso de escaleras de mano de madera pintadas
- Las escaleras metálicas se pintan con pintura antioxidante.
- Los peldaños están ensamblados y no sólo clavados.
- Se prohíbe el empalme de dos o más escaleras, a no ser que reúnan condiciones especiales para ello.
- La longitud de las escaleras simples es < 5 m. Las de mayor altura se refuerzan en el centro a una altura de 7 m. A partir de 7 m se utilizan escaleras especiales.
- Se colocarán en un ángulo aproximado de 75° con la horizontal.
- Los largueros de las que se utilicen para acceder a lugares elevados sobrepasan el apoyo superior en > 1 m.
- Para trabajos eléctricos o cerca de instalaciones eléctricas se usan escaleras con el aislamiento eléctrico adecuado.
- Hay que asegurarse de que las abrazaderas sujetan firmemente al usar escaleras extensibles.
- El tensor siempre está completamente extendido.
- Al ubicar una escalera de mano se comprueba que el lugar de apoyo no favorecerá contactos con cables eléctricos o tuberías.
- El apoyo inferior se hace sobre superficie plana y sólida y los montantes llevan zapatas, puntas de hierro, grapas u otro mecanismo antideslizante.
- Sobre un suelo inclinado se usan zapatas ajustables para que los peldaños queden en posición horizontal.
- El apoyo en el suelo se hace sobre los largueros y nunca sobre el peldaño inferior.
- No se permiten en trabajos al borde de la estructura o huecos de ascensor, ventanas, etc., si no están protegidos.

- Se comprueba que tanto la suela de los zapatos, como los peldaños, están limpios de grasa, aceite u otra sustancia deslizante.
- Si se usa cerca de vías de circulación de peatones o vehículos, se la protege de golpes y se impide el paso por debajo.
- Se mantiene el cuerpo entre los largueros de la escalera.
- La escalera sólo es utilizada simultáneamente por un trabajador.
- Se sube, trabaja y desciende con las manos libres, de frente a la escalera, agarrándose a los peldaños o largueros. Las herramientas van en bolsas.
- No se sube nunca por encima del tercer peldaño contado desde arriba.
- No se suben a brazo pesos que comprometan la seguridad y estabilidad del trabajador.
- No se manejan pesos sobre las escaleras que superen los 25 kg.
- No se realizan sobre la escalera trabajos que obliguen a utilizar las dos manos o trabajos que transmitan vibraciones, si no está suficientemente calzada.
- Las herramientas o materiales no se dejan sobre los peldaños, sino en una bolsa sujeta a la escalera, colgada en el hombro o sujeta a la cintura del trabajador.
- No se mueve la escalera estando el trabajador sobre ella.
- No se pasa de un lado a otro por la parte superior, ni tampoco se trabaja a caballo.
- Después de usarla:
 - Se limpian las sustancias que pudieran haber caído sobre ella.
 - Se revisa y, si se encuentra algún defecto que pueda afectar a su seguridad, se marca con un letrero que prohíbe su uso.
 - Se almacena correctamente, libre de condiciones climatológicas adversas, nunca sobre el suelo sino colgada y apoyada sobre los largueros.
- Se establece un procedimiento de revisión de las escaleras, tanto para las revisiones periódicas, como para la revisión antes de su utilización. La revisión antes de la utilización debe incluir el estado de los peldaños, largueros, zapatas de sustentación, abrazaderas o

dispositivos de fijación y, además, en las extensibles, el estado de cuerdas, cables, poleas y topes de retención.

- **Escalera fija**

- Las escalas fijas para acceder a válvulas de seguridad, válvulas de escape u otros equipos similares, que requieren una actuación rápida para prevenir accidentes.
- Para el caso de instalación en ambientes corrosivos o en el caso de escalones individuales instalados en chimeneas se deben extremar las calidades de los materiales ya que los tornillos o remaches pueden debilitarse por la corrosión producida por los humos.
- Tienen resistencia suficiente para soportar el impacto de materiales caídos o cargas desprendidas desde grúas.
- Las que tienen altura > 6 m llevan una jaula de protección a partir de 2,50 m desde la plataforma de la que parte con un diámetro máximo de 0,60 m.
- Para alturas > 9 m tienen plataformas de descanso cada 9 m o fracción.
- Si su punto de partida está en alto tienen una plataforma de seguridad protegida perimetralmente por una estructura u otro sistema que evite posibles caídas.
- Si está situada sobre estructuras exteriores accesibles al público, los siete peldaños inferiores están protegidos del libre acceso, por ejemplo, con una valla de cerramiento con puerta y cerradura, o con el tramo inicial portátil que se instala y utiliza sólo cuando es necesario.
- Cuando las condiciones atmosféricas de la zona lo aconsejen, se carena todo el perímetro de la escala.
- En áreas resbaladizas o con barro se coloca una plataforma con grava a modo de felpudo elevada sobre el nivel del suelo; esto se puede complementar con algún sistema (por ejemplo, arpillera) que envuelva los primeros escalones.
- No se instalan escalas fijas cerca de conductores eléctricos, ni se instalan conducciones eléctricas cerca de las ya montadas.
- ILUMINACIÓN:

- Tienen una intensidad de iluminación > 50 lux cuando deban utilizarse en horario nocturno o estén en interiores poco iluminados.
- Los puntos de luz no pueden ser manipulados y están aislados y puestos a tierra.
- Los focos de luz no producen deslumbramientos en los ojos del trabajador.
- o SEÑALIZACIÓN:
 - Están pintadas en su parte accesible inferior con franjas de color negro y amarillo.
 - Tienen una señal de atención “Prohibido su uso por personal no autorizado” y cualquier otra que sea necesaria, como, por ejemplo, “Cinturón de seguridad obligatorio”.
- o UTILIZACIÓN:
 - Todo trabajador que deba usarlas tendrá en cuenta las normas siguientes:
 - Comprobar que no presenta defectos y está libre de sustancias resbaladizas (barro, grasa, aceite, hielo, etc).
 - No subir o bajar cargado de herramientas o materiales. Los materiales y/o herramientas necesarias se izan con algún sistema manual y/o un portaherramientas apropiado.
 - Subir de cara a la escala utilizando ambas manos para sujetar firmemente los escalones o largueros laterales.
 - Situar el pie firmemente sobre cada escalón antes de transferir todo el peso a cada uno de los pies.
 - Subir o bajar tranquilamente sin prisas evitando hacerlo corriendo o deslizándose sobre los largueros.
 - No saltar desde cualquiera de los escalones de una escala.
 - No utilizar calzado con tacones y revisarlo antes de utilizar una escala cerciorándose de que no tiene grasa, barro o cualquier otra sustancia deslizante.

4.13.ASISTENCIA A ACCIDENTADOS

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios Propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.), donde trasladar a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Además, se dispondrá en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos, direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de Asistencia.

4.14.EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL Y COLECTIVOS

En cada fase se recomendarán las protecciones individuales e incluso se obligará el uso de acuerdo con el R.D. 773/1997 de 30 de mayo, cuando las circunstancias de la obra lo requieran.

Cada equipo de protección individual, que deberá estar homologado, está pensado para una determinada protección corporal, su uso correcto deberá ser en cada momento el adecuado.

Líneas de anclaje

Prevención contra caídas. Certificado “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización desde el momento de entrar en la obra y en zonas con riesgo.

Anclajes de seguridad

Prevención contra caídas. Certificado “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización desde el momento de entrar en la obra y en zonas con riesgo.

Arnés anticaídas

Prevención contra caídas. Certificado “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización desde el momento de entrar en la obra y en zonas con riesgo.

Casco de seguridad

Prevención contra impactos. Certificado “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización desde el momento de entrar en la obra y en zonas con riesgo.
- Todo el personal contratado o subcontratado que interviene en la obra.
- Cualquier visita a la obra, Jefatura, Dirección Facultativa, representantes, administrativos, inspectores e invitados en general.

Gafas de seguridad de protección contra proyecciones

Prevención contra proyección de fragmentos o partículas.

Descripción: Unidad de gafas de seguridad contra impactos, con protección superior y lateral.

Certificadas “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización en trabajos con riesgos mecánicos.

Personal obligado a su utilización:

- Todo el personal que realice trabajos con riesgos mecánicos.

Guantes

Prevención contra riesgos mecánicos. Certificados “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización en trabajos de mantenimiento manual

- En todo el recinto de la obra.

Personal obligado a su utilización:

- Cualquier trabajador que realice este tipo de operaciones.

Botas de seguridad con puntera metálica

Prevención contra impactos. Certificadas “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización desde el momento de entrar en la obra, en todo su recinto.

Personal obligado a su utilización:

- Todos los trabajadores.

Protección auditiva

Prevención contra ruido.

Certificadas “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización en trabajos con exposición al ruido.

Personal obligado a su utilización:

- Todo el personal que realice trabajo con este tipo de exposición.

Protección respiratoria

Prevención contra contaminantes químicos. Certificadas “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización en trabajos con exposición a ambientes pulverulentos y contaminantes.

Personal obligado a su utilización:

- Todo el personal que realice trabajo con este tipo de exposición.

Prendas de Alta Visibilidad

Prevención contra atropellos.

Certificadas “CE”.

Ámbito de obligación:

- Utilización desde el momento de entrar en la obra, en todo su recinto.

Personal obligado a su utilización:

- Todo el personal contratado o subcontratado que interviene en la obra.
- Cualquier visita a la obra, Jefatura, Dirección Facultativa, representantes, administrativos, inspectores e invitados en general.

Cinturón Portaherramientas

Prevención contra caída de herramientas en altura.

Certificados "CE".

Recomendación de utilización en todo el recinto de la obra, en especial para trabajos en altura de manera continuada.

4.15. TRABAJOS POSTERIORES

Se preverán soluciones para los posibles trabajos posteriores, fundamentalmente de mantenimiento y reparación. Entre los más habituales se encuentran:

- Limpieza y mantenimiento de cubiertas, sus desagües y las instalaciones técnicas que se encuentren en ellas.
- Limpieza y mantenimiento exterior e interior de claraboyas.
- Limpieza y repintado de fachadas, patios y medianeras y sus componentes: carpintería, barandillas, canalones, tuberías, etc.
- Limpieza y mantenimiento de falsos techos, cielos rasos, luminarias, instalaciones y otros elementos situados a una altura considerable.
- Mantenimiento de locales con instalaciones o productos peligrosos: cuartos de contadores, de calderas, depósitos de combustible, gases, zonas sometidas a radiación, etc.

La obra debe contar con elementos que permitan la realización de estos trabajos de forma segura como: anclajes, soportes para fijar elementos auxiliares o protecciones, accesos, etc.

Deberá informarse de los dispositivos de protección a utilizar y su uso.



5. PLANOS

5.1.1. UBICACIÓN

5.1.2. REFERENCIA CATASTRAL

5.2.1. IMPLANTACIÓN GENERAL

5.2.2. ZONAS DE ACCESO

5.2.3. ZONAS SOMBREADAS

5.2.4. LÍNEAS DE VIDA

5.3.1. ESTRUCTURA COPLANAR

5.4.1. CANALIZACIONES EN CUBIERTA

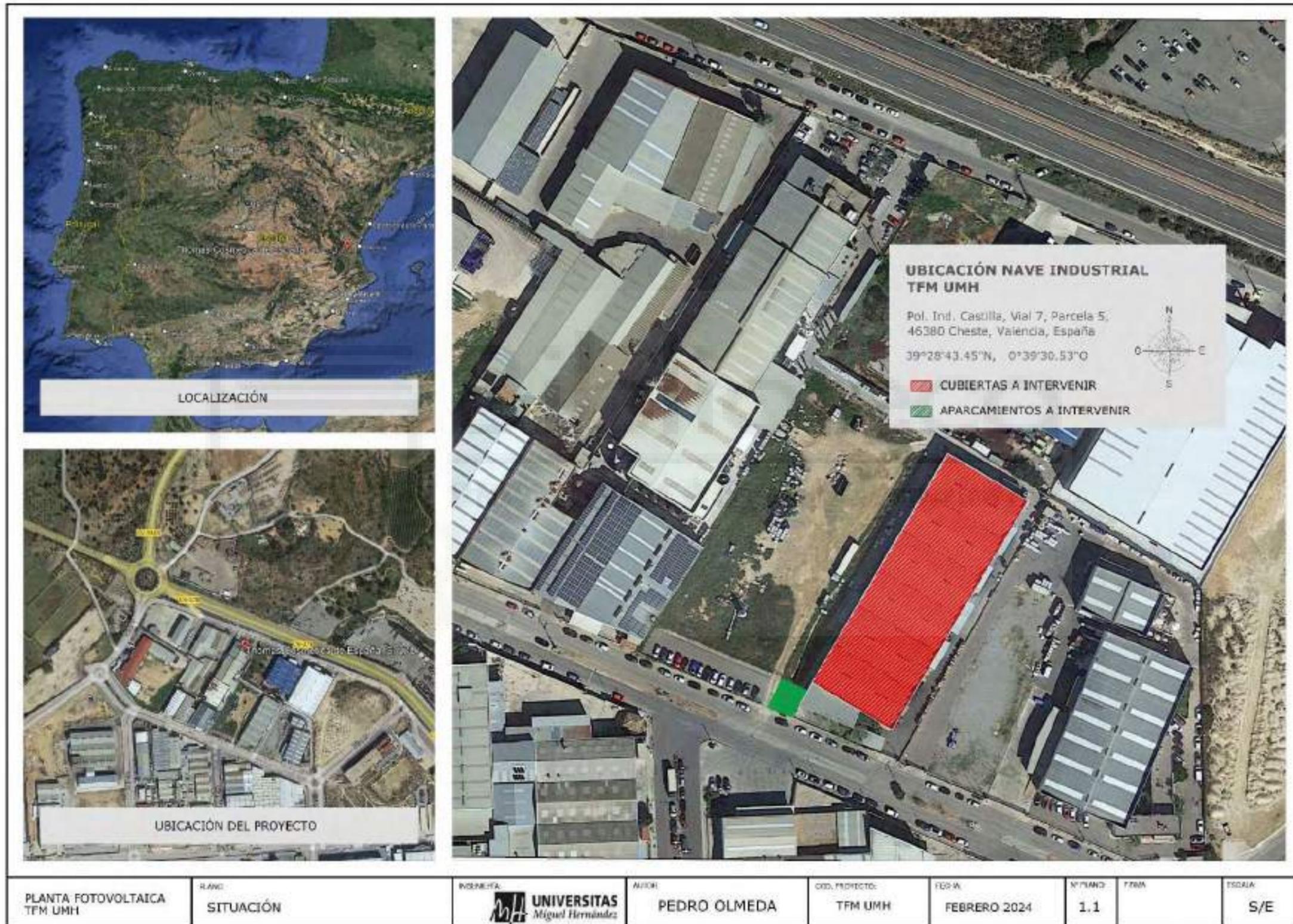
5.4.2. CONFIGURACIÓN DE STRINGS

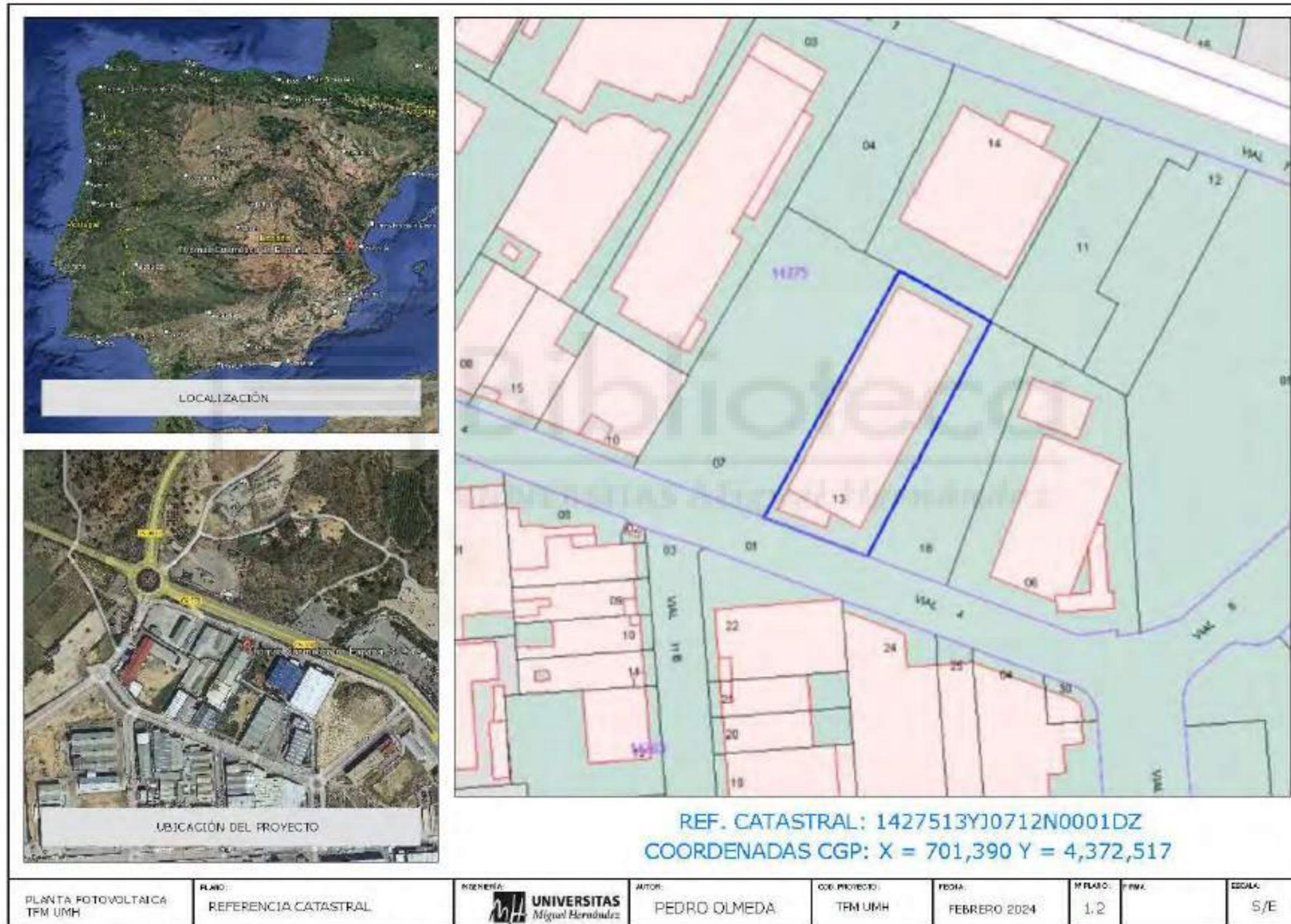
5.4.3. CABLEADO

5.4.4. DETALLE INSTALACIÓN INTERIOR

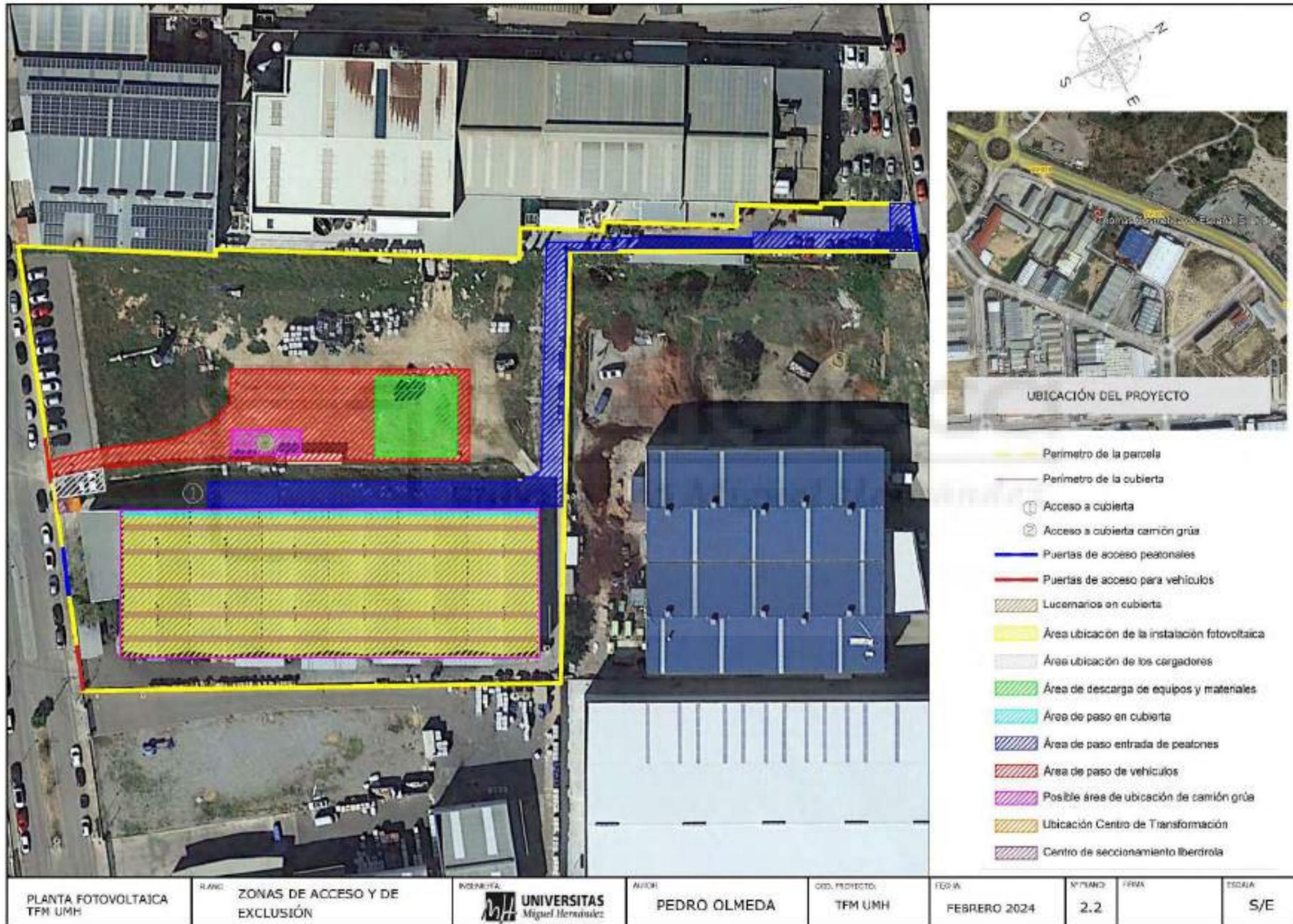
5.4.5. DETALLE INSTALACIÓN CARGADORES

5.5.1. ESQUEMA UNIFILAR











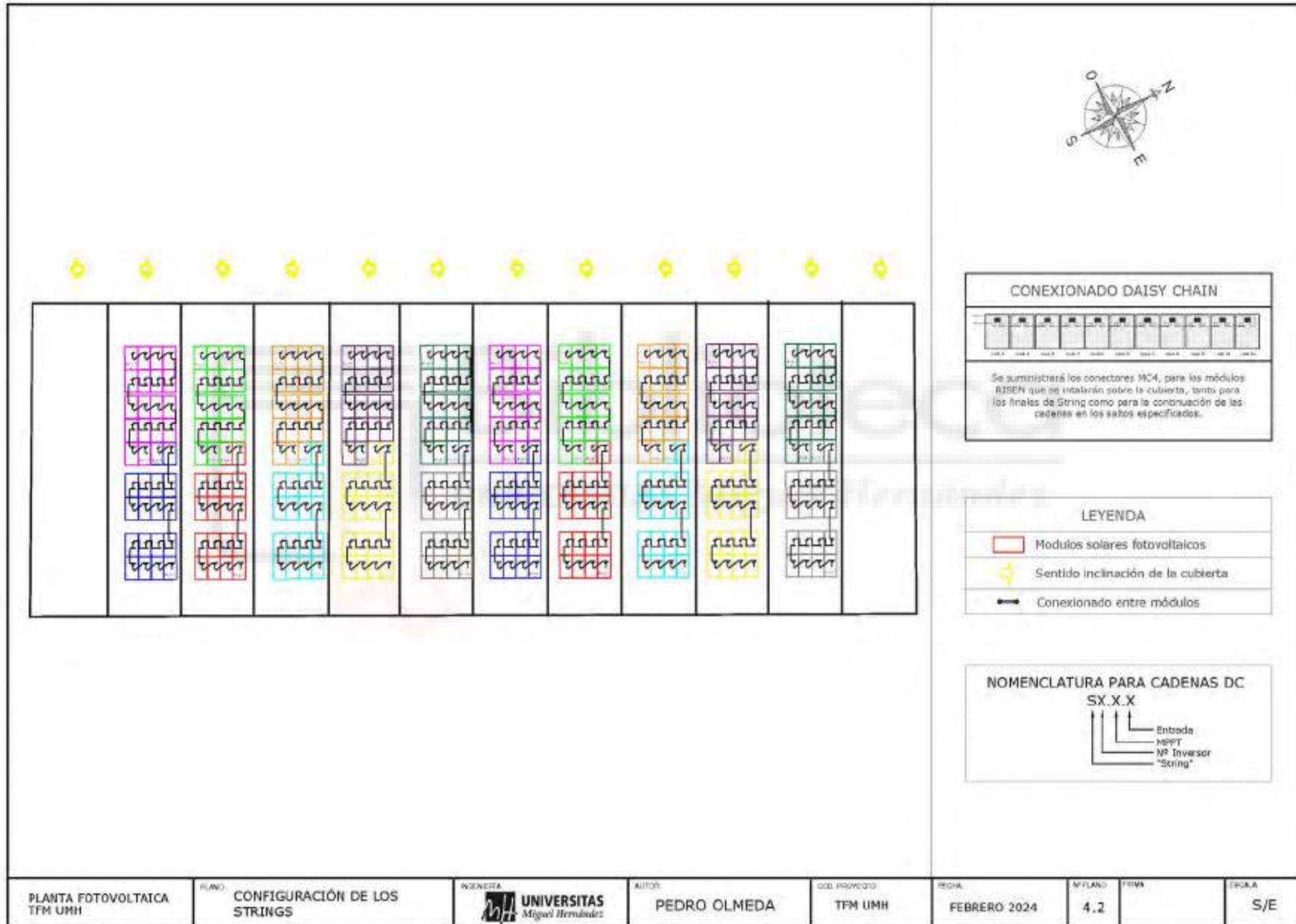


COMPONENTES

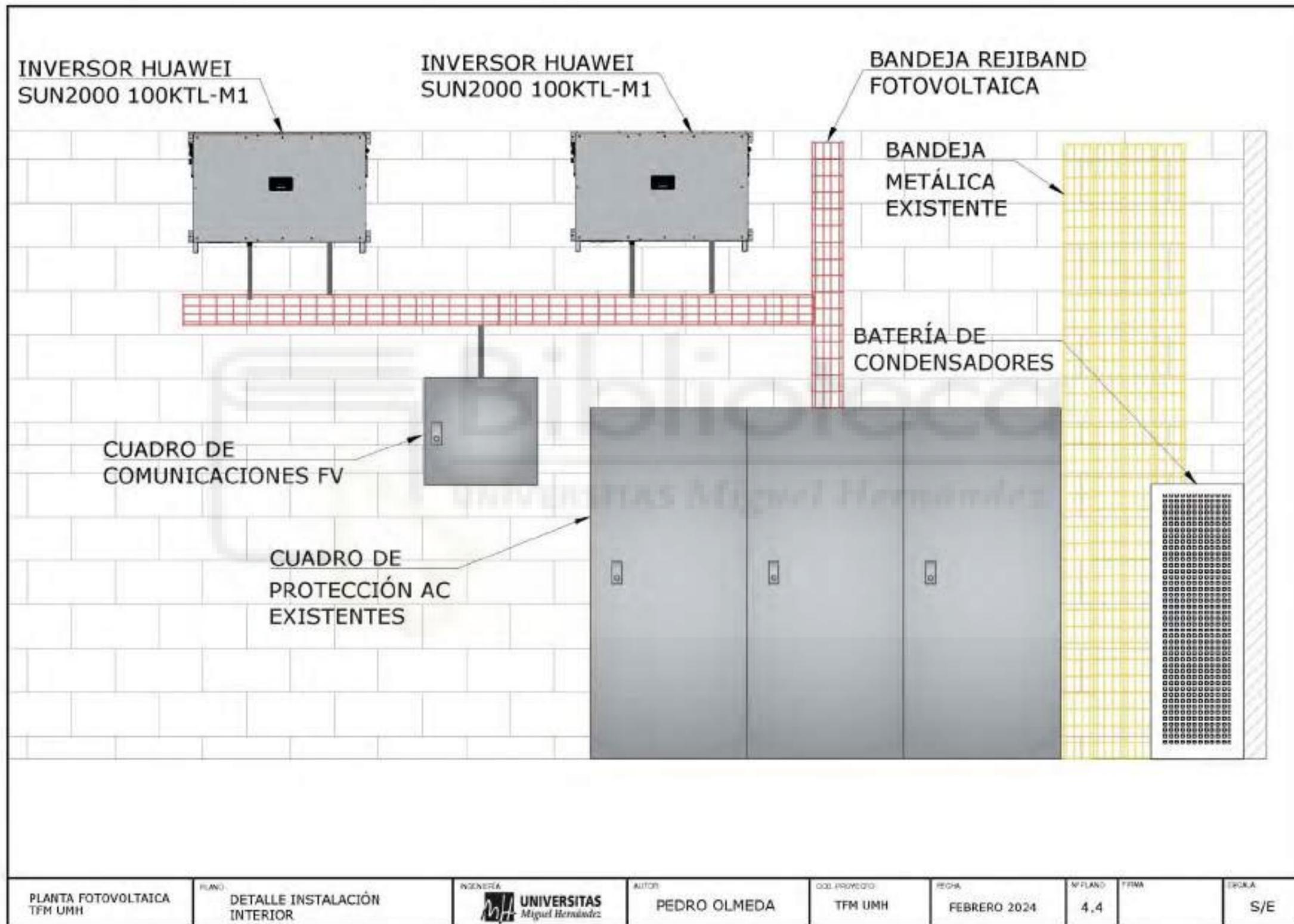
Nº	Nombre
1	Perfil Portamódulos Ranurado
2	Pieza Final zeta de Fijación de Módulos
3	Pieza Intermedia de Fijación de Módulos
4	Tornillo Autorroscante 6x25 mm a Chapa
5	Tornillo Allen DIN 912 M8
6	Tuerca Cuadrada Especial M8
7	Junta de Estanqueidad Antigoteras
8	Módulo Fotovoltaico

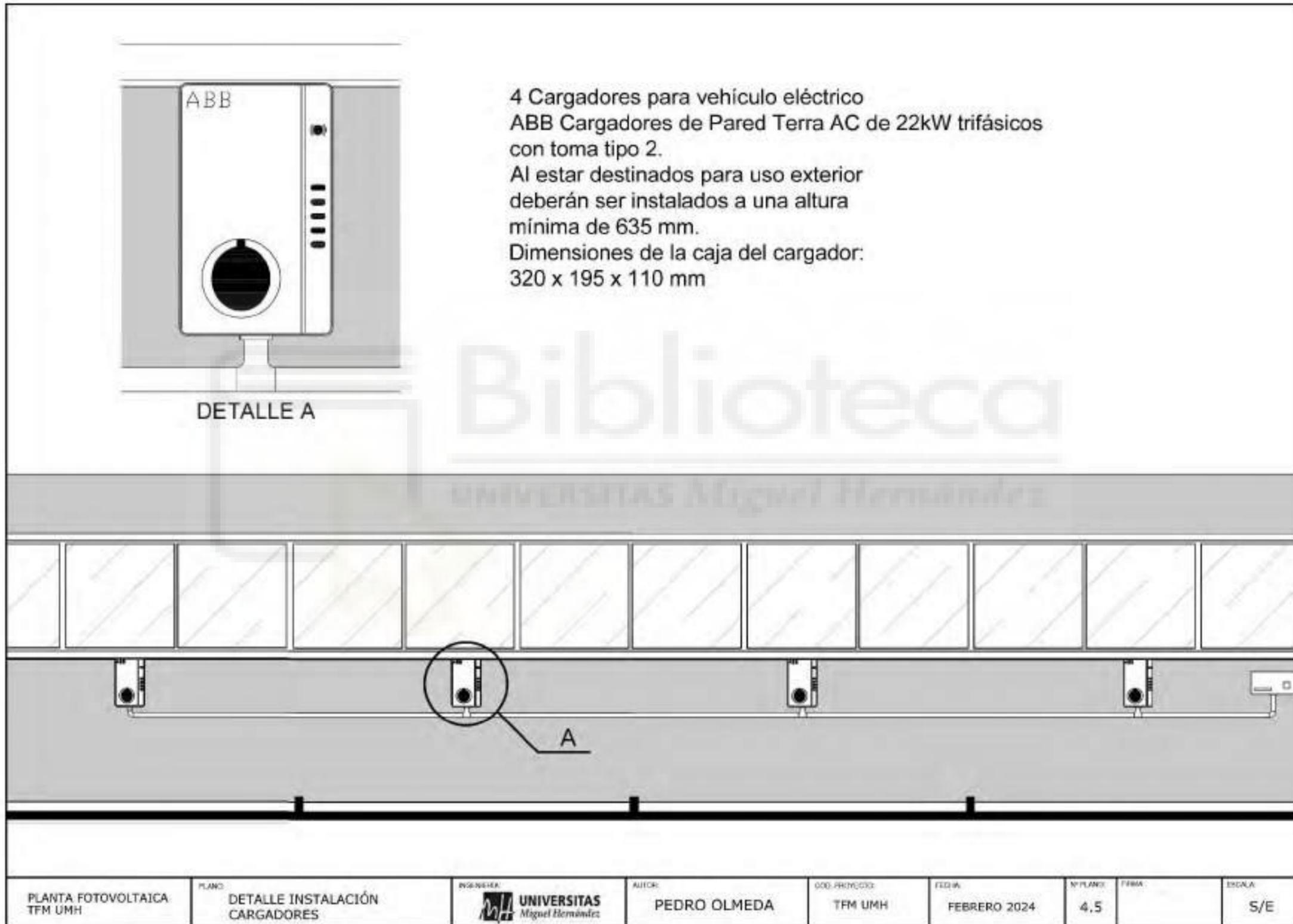
PLANTA FOTOVOLTAICA TFM UMH	R. ANE: ESTRUCTURA MÓDULOS FV	INSTITUCIÓN: 	AUTOR: PEDRO OLMEDA	COO. PROYECTO: TFM UMH	FECHA: FEBRERO 2024	Nº PLANO: 3	OTRO:
--------------------------------	----------------------------------	------------------	------------------------	---------------------------	------------------------	----------------	-------

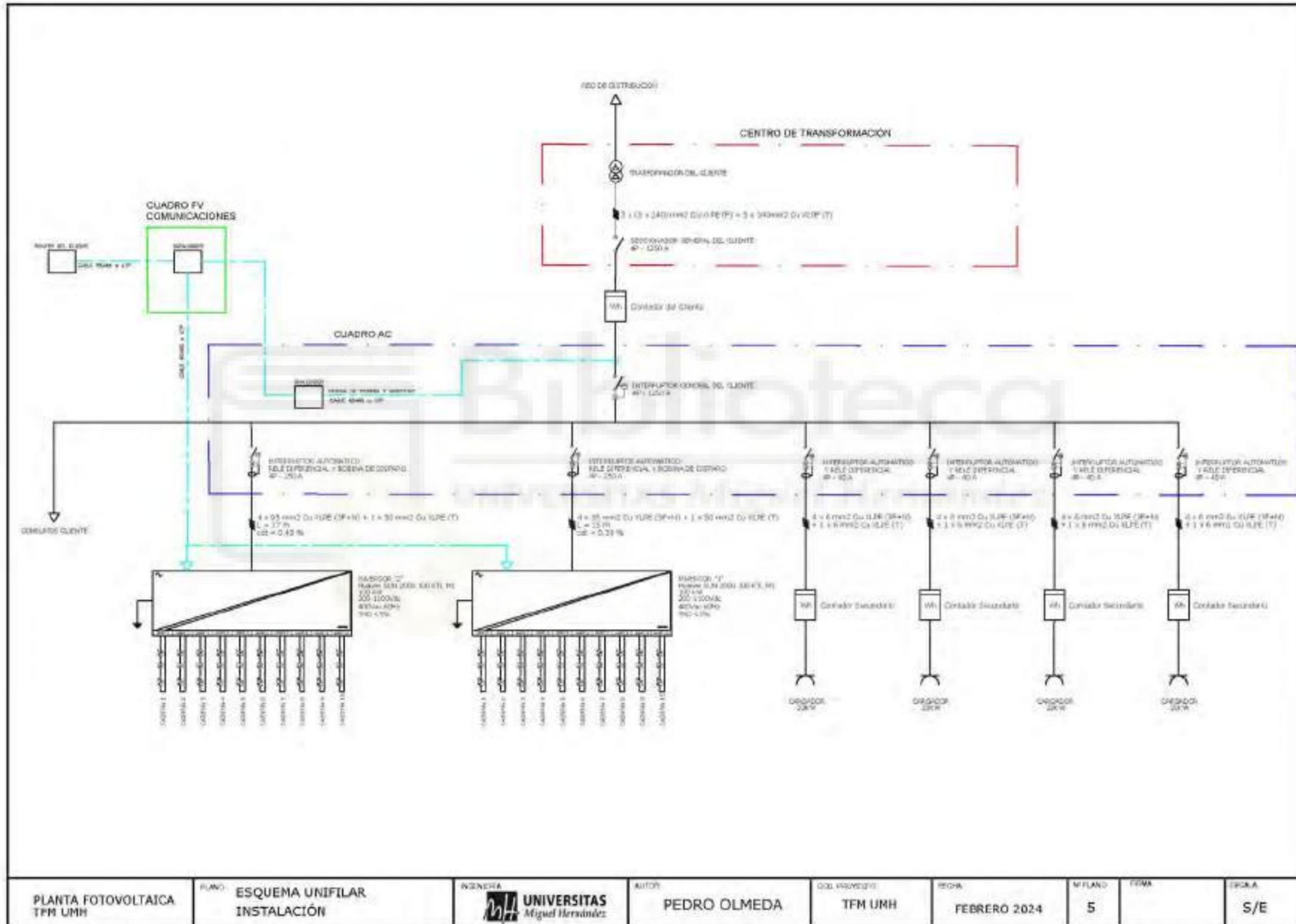












6. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

6.5. OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

La finalidad del presente documento es establecer las condiciones técnicas mínimas que se deberán cumplir durante el desarrollo y construcción de la instalación solar fotovoltaica conectada a red y la instalación de cargadores de vehículos eléctricos, para asegurar que se llevará a cabo una obra de calidad, duradera y eficiente.

6.6. GENERALIDADES

Será de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red y en concreto las siguientes:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

Además de los requisitos mínimos y recomendaciones mencionados en este pliego, será de aplicación las condiciones técnicas especificadas en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red recogidas por el IDAE.

Pedro Antonio Olmeda Atienzar

6.7. DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El diseño de la planta fotovoltaica se hará teniendo en cuenta que la mínima vida útil de la misma será de al menos 25 años. Este criterio de diseño será fundamental a la hora de seleccionar los equipos que forman la instalación.

La instalación fotovoltaica estará diseñada para que el cliente pueda consumir al menos el 70% de la energía generada.

Todos los diseños, equipos y materiales que se utilicen en la instalación cumplirán con la normativa española y con los estándares internacionales que sean de aplicación.

Los equipos y materiales que se emplearán en la instalación serán seleccionados de manera que soporten la exposición a cambios de temperatura, precipitaciones, corrosión, exposición a los rayos ultravioleta y demás condiciones adversas de la localización en la que se ubica la instalación.

Se respetarán las distancias con los distintos elementos que se encuentran sobre la cubierta y se tendrán en cuenta las sombras proyectadas por los mismos con la finalidad de evitar posibles sombreados parciales sobre los módulos.

Se mantendrá una distancia de seguridad entre el límite de la cubierta y el campo fotovoltaico de 1 metro siempre que exista una posible caída en altura.

6.8. CONDICIONES DE LOS MATERIALES

6.8.1. GENERALIDADES

Los materiales situados a la intemperie estarán protegidos contra los agentes ambientales y en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

El proyecto incluirá las fichas técnicas de los componentes a instalar.

6.8.2. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Condiciones técnicas:

- Los paneles estarán formados por células de silicio y dispondrán de una capa anti reflexiva.
- Los marcos laterales serán de aluminio y contarán con una conexión especial para su puesta a tierra.
- La cara frontal será de vidrio de alta transmisividad.
- La salida de los cables de conexión será estanca, y estarán equipados con conectores rápidos de intemperie con identificación de polaridad.
- Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006.
- 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.

Condiciones de instalación:

- Los módulos estarán guardados dentro del embalaje original hasta que se lleve a cabo su instalación.
- 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.
- Para garantizar la ventilación y la disipación del calor, la distancia mínima entre el marco del módulo y la superficie del tejado será de mínimo 115 mm.
- El marco del módulo tiene un efecto de expansión y contracción ante variaciones de temperatura, por este motivo se asegurará que el espacio libre entre módulos adyacentes no sea inferior a 20 mm.
- El método de instalación de los paneles a la estructura se realizará siguiendo las indicaciones del fabricante.
- La estructura del generador se conectará a tierra.

6.8.3. ESTRUCTURA SOPORTE

Condiciones técnicas:

- 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.
- La estructura seleccionada y los elementos de fijación de módulos permitirán las dilataciones térmicas necesarias, si llegar a transmitir cargas que puedan afectar a los módulos fotovoltaicos.
- La tornillería será de acero inoxidable.
- La estructura estará garantizada por el fabricante durante un periodo de 3 años.

Condiciones de instalación:

- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- El anclaje se realizará mediante tornillos autorroscantes con arandela de sellado sin necesidad de realizar un pretaladrado.
- Se mantendrá una separación entre módulos de 20 mm para posibilitar la colocación del presor central que fijará los módulos al perfil.

6.8.4. INVERSORES

Condiciones técnicas:

- 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.
- 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 la capacidad de desconectarse automáticamente en caso de que surgieran problemas en la red eléctrica externa o en los propios inversores y se reconectarán automáticamente una vez los problemas hayan sido solventados.
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

Condiciones de instalación:

- El inversor se instalará en un emplazamiento bien ventilado de forma vertical o con una inclinación hacia atrás máxima de 15 grados con la finalidad de facilitar la disipación del calor.
- Se deberá asegurar que la tensión de entrada CC del inversor Huawei SUN2000-100-KTL-M1 no supere los 1.100 Vcc en ninguna circunstancia.
- No se realizará la instalación del inversor en un lugar donde las personas puedan entrar fácilmente en contacto con el chasis, ya que la temperatura que puede adquirir en funcionamiento es extremadamente alta.

6.8.5. CARGADORES DE VEHICULOS ELÉCTRICOS

Condiciones técnicas:

- Estará compuesto por caja de recarga de vehículo eléctrico, para modo de carga 3, según IEC 61851-1, de 320x195x110 mm, con grados de protección IP54 e IK10,
- La alimentación será trifásica a 400 V y 50 Hz de frecuencia, de 22 kW de potencia, con un conector tipo 2, intensidad máxima de 32 A.
- Según IEC 62196, soporte de conector y 5 m de cable.
- Contará con comunicación vía Wi-Fi y vía Bluetooth para control desde un smartphone, tablet o PC a través de la App, indicador del estado de carga

con led multicolor e interruptor diferencial para protección contra fugas de corriente continua, con contador eléctrico trifásico, con certificado MID.

- Elementos de fijación y cuantos accesorios sean necesarios para su correcta instalación.

Condiciones de instalación:

- Se comprobará que la situación del soporte se corresponde con la de Proyecto, que hay espacio suficiente para su instalación y que la zona de ubicación está completamente terminada.
- Las instalaciones eléctricas de baja tensión se ejecutarán por instaladores autorizados en baja tensión, autorizados para el ejercicio de la actividad.
- Se protegerá de la humedad y del contacto con materiales agresivos.
- La instalación podrá revisarse con facilidad.

6.8.6. CANALIZACIONES

6.8.6.1. BANDEJAS

Condiciones técnicas:

- Las bandejas seleccionadas serán de acero con recubrimiento metálico y presentarán como mínimo una resistencia a la corrosión de clase 5.
- Las bandejas seleccionadas garantizarán la seguridad en la no emisión de gases tóxicos, no emisión de humos, no emisión de gases corrosivos y no serán propagadoras de incendio.

Condiciones de instalación:

- Las canalizaciones estarán dispuestas de forma que permitan un fácil acceso al cableado para poder llevar a cabo inspecciones, mediciones y reparaciones.
- El trazado de las bandejas se hará siguiendo líneas verticales y horizontales.
- Conforme a lo indicado en el apartado 2.2 de la ITC-BT-20, los conductores multipolares y unipolares se podrán instalar en bandeja, siempre y cuando estos dispongan de aislamiento con cubierta.

- De acuerdo con la ITC-BT-21 las bandejas metálicas estarán conectadas a la red de tierra quedando su continuidad eléctrica convenientemente asegurada.

6.8.6.2. TUBOS

Condiciones técnicas:

- Los tubos flexibles utilizados serán de poliamida, aislantes, libres de halógenos y no propagadores de llama.
- Los tubos tendrán un diámetro que permita un fácil alojamiento y extracción de los conductores aislados que se vayan a instalar y no presentarán en ningún punto aristas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o causar heridas a los instaladores.

Condiciones de instalación:

- El trazado de los tubos se hará siguiendo líneas verticales y horizontales.
- Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles.
- Los tubos se fijarán a las paredes, pilares o techos mediante bridas, protegidas frente a la corrosión y sólidamente sujetas, separadas un máximo 0,6 metros.

6.8.7. CONDUCTORES ELÉCTRICOS

6.8.7.1. CONDICIONES GENERALES

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

La unión entre varios conductores se realizará siempre empleando bornes de conexión o regletas de conexión.

Se verificará la longitud del cableado, asegurando que sea la suficiente para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni enganches.

Las bandejas tienen la finalidad de realizar el soporte y la conducción del cableado eléctrico sin efectuar una función de protección. Por este motivo y en conformidad con la ITC-BT-30 se realizará la instalación de cables de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de comunicaciones será de 0,20 m.

No se admitirá el uso de conductores que no sean los especificados en los esquemas eléctricos del presente proyecto.

6.8.7.2. CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA

El cableado de continua será de doble aislamiento, ideal para su uso en la intemperie.

El conductor tendrá un aislamiento libre de halógenos, de baja emisión de humos, no propagador de llama y de baja emisión de gases corrosivos.

El cableado a utilizar en el tramo de corriente continua dispondrá de un nivel de aislamiento de 1,5kV / 1,5kV.

Los cables positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán manteniendo una separación mínima suficiente y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Se deberá asegurar que las conexiones eléctricas de los bornes positivos y negativos de cada una de las cadenas fotovoltaicas estén conectados correctamente a sus correspondientes bornes positivos y negativos de entrada del inversor.

6.8.7.3. CONDUCTORES DE CORRIENTE ALTERNA

Los cables estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Se utilizará cable de cobre RZ1-K(AS) de tensión asignada 0,6 / 1 kV con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta poliolefina ignifugada no propagadora de incendio, baja emisión de humos y gases corrosivos.

6.8.8. IDENTIFICACIÓN DE CONDUCTORES

Los conductores de la parte de la instalación de CC deberán ser fácilmente identificables, por lo que se empleará conductores con aislamiento de color rojo para los cables positivos y con aislamiento de color negro para los cables negativos.

CONDUCTOR	COLORACIÓN
Positivo	
Negativo	

Tabla 28. Coloración cableado tramo CC.

Antes de instalar los conectores de CC, se etiquetarán las polaridades de los cables correctamente, indicando a qué string pertenecen y así asegurar que las conexiones de los cables sean las correctas.

Los conductores de la parte de la instalación de AC serán fácilmente identificables mediante el color de su aislamiento. Esta identificación seguirá el siguiente criterio:

CONDUCTOR	COLORACIÓN
Neutro (o previsión de que un conductor de fase pase posteriormente a neutro)	
Protección	
Fase	  

Tabla 29. Coloración cableado tramo AC.

6.8.9. PROTECCIONES

Condiciones técnicas:

6.8.9.1. INTERRUPTORES DIFERENCIALES

Se instalarán interruptores diferenciales con la finalidad de proteger la vida de las personas contra contactos indirectos. Las características técnicas de estos dispositivos de protección serán las indicadas en la memoria técnica.

6.8.9.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Interruptor automático conexión, para llevar a cabo la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red. Esta función podrá ser desarrollada por el inversor.

La instalación dispondrá de interruptores automáticos del tipo magnetotérmico y estarán diseñados para cortar la máxima corriente del circuito. Estos dispositivos contarán con accionamiento manual y llevarán marcadas su tensión y corriente nominales. Las características técnicas de estos dispositivos de protección serán las indicadas en la memoria técnica.

Características generales:

- La intensidad nominal del dispositivo será superior a la intensidad máxima de salida de alterna del inversor.
- La tensión nominal de servicio del dispositivo será igual a la nominal de salida de alterna del inversor.

Condiciones de instalación:

- Las protecciones se alojarán en los CGMPs existentes del cliente.
- Se deberá etiquetar cada uno de los dispositivos de forma que permita identificar fácilmente cada uno de ellos.

6.8.10. PUESTA A TIERRA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Condiciones de instalación:

- Las masas que forman la instalación fotovoltaica, tanto del tramo de corriente continua como del de alterna, estarán conectadas a una única tierra.
- En conformidad con el Reglamento de Baja Tensión, esta conexión de tierra se realizará de forma independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.
- El valor de la resistencia de tierra deberá asegurar la protección contra el contacto indirecto.
- Los módulos fotovoltaicos se unirán con la toma de tierra mediante conductor desnudo de cobre electrolítico dimensionado en función del cableado de continua.
- El inversor se unirá con la toma de tierra mediante un conductor de cobre de sección establecido según la ITC-BT-18.

Comprobaciones:

- Se llevará a cabo la medida de la resistencia de puesta a tierra del edificio mediante un telurómetro.
- En caso de que el valor medido de la puesta a tierra sea superior de la máxima admisible especificada en el proyecto, se llevarán a cabo las actuaciones necesarias hasta obtener el valor inferior al citado.
- Se comprobará la continuidad de la puesta a tierra de cada una de las partes de la instalación.

6.9. RECONOCIMIENTO DE LAS OBRAS

Una vez finalizada la instalación y tras haber retirado y limpiado las superficies de materiales sobrantes, embalajes, restos, etc. Se llevarán a cabo las comprobaciones necesarias para asegurar la correspondencia y el correcto estado de todos los materiales instalados y que la realización de la instalación eléctrica ha sido llevada a cabo y terminada completamente.

En particular, se resalta la comprobación y la verificación de los siguientes puntos:

- Ejecución del conexionado.
- Fijación de los equipos y dispositivos.
- Valores de tensión e intensidad.
- Medida de aislamiento de la instalación.
- Funcionamiento de los aparatos de maniobra y protección.
- Funcionamiento de los equipos de comunicación.
- Comprobación de las señalizaciones.

En caso de que se detectara algún material defectuoso o algún error en la instalación, se llevará a cabo su corrección inmediata y el material defectuoso será sustituido por otro nuevo sin cargo adicional.

6.10. 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.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales 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.

Entre las pruebas mínimas de funcionamiento de los equipos y en general del sistema fotovoltaico, se llevarán a cabo como mínimo las siguientes:

- Prueba de funcionamiento y puesta en marcha de los equipos.
- Prueba de arranque y parada de la instalación.
- Pruebas de los dispositivos de seguridad y protección.
- Pruebas de los protocolos de alarma y su actuación.

Una vez finalizadas las pruebas y la puesta en marcha, se procederá a la fase de Recepción Provisional de la Instalación. Sin embargo, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta que se haya verificado que todos los sistemas y elementos que integran el suministro hayan funcionado correctamente durante

al menos 240 horas consecutivas, sin interrupciones o paradas debido a fallos o errores del sistema suministrado.

En caso de que, tras la entrega de la instalación, se detecten defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, se llevará a cabo su corrección inmediata sin cargo adicional.

6.11. MANTENIMIENTO Y USO

Las actuaciones de mantenimiento sobre la parte de la instalación eléctrica de la instalación fotovoltaica serán independientes de las inspecciones periódicas que se vayan a realizar.

Durante la vida útil de la instalación, los propietarios y usuarios deberán asegurar su buen estado en seguridad y funcionamiento, utilizándolas de acuerdo con sus características funcionales.

Con la finalidad de asegurar su correcto funcionamiento, evitar la disminución de la generación y prolongar la duración de la instalación se recomienda establecer un protocolo de mantenimiento que incluya:

- Plan de mantenimiento preventivo en el que se realice la inspección de la instalación y en caso de que se requiera, la sustitución de los elementos desgastados por el uso o en mal estado, para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación a lo largo de su vida útil.
- Plan de mantenimiento correctivo en el que se llevará a cabo las operaciones de sustitución y reparación necesarias para asegurar que la instalación funcione correctamente.

La instalación dispondrá de un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas, así como el mantenimiento correctivo.

7. PRESUPUESTO

El presupuesto se ha desglosado en las principales partidas en las que se incluye por separado cada elemento que lo compone, como los costos de los materiales, la mano de obra, el transporte y los gastos generales necesarios para la realización del proyecto.

Se ha realizado una previa evaluación de los costos de los materiales y servicios necesarios, para llevar a cabo el proyecto con el objetivo de proporcionar la mayor durabilidad y rentabilidad al cliente.

Además, se han incluido los costos adicionales necesarios para cumplir con los requisitos legales y normativos necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico. Esto incluye la gestión de permisos, trámites, licencias y cualquier otro requerimiento legal necesario.

7.1. MEDICIONES

En este apartado, se proporcionará un desglose detallado de las cantidades de los distintos materiales a emplear en el proyecto, así como los equipos a utilizar.

	Descripción	Ud	Cant
1: MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
1.1	Módulo fotovoltaico Monocristalino RISEN de 660Wp RSM132-8-645M-670M. Incluye cableado de 4mm ² para el conexionado de módulos en serie, conectores Risen Twinsel PV-SY02 con sistema Plug and Play. Con 12 años de garantía de producto y 25 años de garantía de producción. Certificaciones: IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC, MCS and CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 y BS OHSAS 18001:2007	U	360
1.2	Unidades de repuesto (9 ud)	U	9
1.3	Conectores MC4 (-) para conexión de los módulos con los finales de string	U	22
1.4	Conectores MC4 (+) para conexión de los módulos con los finales de string	U	22
2: INVERSORES Y EQUIPOS			

- | | | |
|---|---|---|
| 2.1 Inversor Huawei Smart String Inverter SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW y 10 MPPT o similar. Incluye cuadro DC con 2 entradas/MPPT, descargador de sobretensión tipo II en lado DC y AC | U | 2 |
| 2.2 Extensión de garantía a 10 años SUN2000-100KTL-M1 | U | 2 |

3: ESTRUCTURA

- | | | |
|---|---|-----|
| 3.1 Suministro de microrail de la marca Sunfer Energy para 360 módulos, referencia SG3-100, en perfilera de aluminio EN AW 6005A T6 para fijación de módulos en disposición horizontal en todo tipo de cubiertas metálicas grecadas. Cada microrail incluye una junta de estanqueidad EPDM premontada. | U | 360 |
| 3.2 Suministro de presor central para fijación de paneles uno con otro de la marca Sunfer Energy para 360 módulos, referencia S11.1, en perfilera de aluminio EN AW 6005A T6. Incluye tornillería de acero inoxidable A2-70 para realizar el apriete. El accesorio es compatible con el perfil G3. | U | 360 |
| 3.3 Suministro de presor lateral regulable para fijación de paneles en inicio y final de la marca Sunfer Energy para 360 módulos, referencia S10.1, en perfilera de aluminio EN AW 6005A T6. Incluye tornillería de acero inoxidable A2-70 para realizar el apriete. El accesorio es compatible con el perfil G3. | U | 360 |
| 3.4 Suministro de tornillo SW8 de acero cincado para fijación de componentes y soportes a perfiles metálicos de pared delgada sin necesidad de pretaladrado para 360 módulos. Cada unidad incluye una arandela de acero cincado con sellado EPDM premontado. El accesorio es compatible con el perfil G3. | U | 360 |

4: ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

- | | | |
|--|---|-------|
| 4.1 Cable solar (+) de cobre 10 mm ² 1500V para unión de los módulos con el inversor. Cable unipolar ZZ-F (AS) 10 mm ² , 1,5 kV DC | m | 2.000 |
| 4.2 Cable solar (-) de cobre 10 mm ² 1500V para unión de los módulos con el inversor. Cable unipolar ZZ-F (AS) 10 mm ² , 1,5 kV DC | m | 2.000 |
| 4.3 Línea AC Unipolar (trifásico) RV-K Cu 1000 V 4x6mm ² (3F+N) + 1x 6mm ² (T) 1kV y aislamiento XLPE. Estas líneas conectan los cargadores de vehículo eléctrico con el cuadro de AC. | m | 200 |
| 4.4 Línea AC Unipolar (trifásico) RV-K Cu 1000 V 4x95mm ² (3F+N) + 1x 50mm ² (T) 1kV y aislamiento XLPE. Estas líneas conectan los inversores con el cuadro AC | m | 50 |

4.5	Interruptor magnetotérmico de caja modelada 4x250A (+250A) junto a relé diferencial para inversores. Super Inmunizado y bobina de disparo y rearme motorizado, para cumplimiento normativa Iberdrola. La protección estará instalada en el cuadro existente, incluye adaptación de dicho cuadro.	U	2
4.6	Interruptor magnetotérmico de caja modelada 4x40A (+40A) junto a relé diferencial para cargadores de vehículo eléctrico. Super Inmunizado y bobina de disparo y rearme motorizado, para cumplimiento normativa Iberdrola. La protección estará instalada en el cuadro existente, incluye adaptación de dicho cuadro.	U	4
4.7	Bandeja metálica para exterior tipo Rejiband (Galvanizado Caliente) de 60x60 con tapa. Incluyendo soportes. No incluye uniones entre bandejas	m	250
4.8	Bandeja metálica para exterior tipo Rejiband (Galvanizado Caliente) de 100x60 con tapa. Incluyendo soportes. No incluye uniones entre bandejas	m	50
4.9	Cable de comunicación RS485 RVSP22-2*2*1 mm2	m	40
4.10	Sistema de puesta a tierra. Cable cobre 6 mm2	m	2.200
4.11	Extintor de CO2 para bodega industrial, avisos, señalizaciones y delimitaciones de zonas , stickers y avisos de voltajes y precauciones del sistema solar completo. Pinturas delimitantes de materiales de seguridad industrial de la obra.	U	1
4.12	Cuadro de superficie CRN de Acero Gris , 600 x 400 x 200mm, IP66 para ubicación de elementos de comunicación	U	1
4.13	Suministro cable UTP cat 6 ethernet desde el switch del cliente hasta el cuadro de comunicaciones.	m	50
4.14	Suministro de tubo corrugado de 20mm para paso de cableado de UTP.	m	50
4.15	Suministro de tubo corrugado de 63mm para paso de cableado CC + Abrazaderas	m	3
4.16	Tubo rígido 25mm + Abrazaderas	m	2
4.17	Protección magnetotérmica 4x16A para cuadro de comunicaciones	U	1
4.18	Manguera 5x2,5mm RV-K Cu 1000 V y aislamiento XLPE	m	10
4.19	Schuko hembra 2P+E de color Blanco, Montaje en Carril DIN	U	2

4.20	Pequeño material eléctrico BT	U	1
4.21	Transformador de intensidad de núcleo abierto 1500A/5A	U	6
4.22	Tramex 200x50 cm, para el paso sobre lucernarios	U	50

5: SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN

5.1	Suministro de recolector de datos para gestión de sistemas fotovoltaicos y monitoreo de la marca Huawei, modelo Smartlogger 3000A. Permite la configuración del sistema anti-vertido.	U	1
5.2	Medidor Janitza UMG 103 para sistema anti-vertido.	U	1
5.3	Estación meteorológica compatible con Smartlogger Huawei formada al menos de Piranómetro de Radiación Solar Global de segunda clase según ISO 9060, sonda de temperatura de módulo y sonda de temperatura ambiente.	U	1

6: CARGADORES DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

6.1	Suministro de cargador de vehículo eléctrico marca ABB modelo TAC W22-T-RD-MC de 22kW con modo de recarga 3 y conector tipo 2.	U	4
-----	--	---	---

7: INSTALACIÓN

7.1	Mano de obra instalación eléctrica en Baja Tensión, inversores, cargadores, sistema de puesta a tierra y demás elementos necesarios. Incluido pequeño material y protocolos de seguridad y salud. Incluye medios logísticos y gestión de residuos.	Wp	237.600
7.2	Alquiler camión grúa con brazo telescópico de hasta 25 metros con una capacidad de elevación de hasta 40 toneladas. Incluye el suplemento de cobertura y tasa de gestión ambiental.	h	32
7.3	Mano de obra, conexión y montaje de estructura, paneles, canalizaciones y conexionado entre módulos según esquema proporcionado por ingeniería. No incluye medios de elevación. Incluye líneas de vida provisionales, instalación de puntos de anclaje y Tramex para el paso por los lucernarios existentes.	Wp	237.600

8: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

8.1	Trabajos de mantenimiento durante el primer año. No incluye medios de elevación.	U	1
-----	--	---	---

9: SEGURIDAD Y SALUD

9.1	Puntos de anclaje para línea de vida	U	24
9.2	Instalación de líneas de vida provisionales para realizar los trabajos de instalación	m	250
9.3	Escalera de seguridad vertical con jaula de protección y barandilla	U	1

10: INGENIERÍA, SOPORTE TÉCNICO Y DIRECCIÓN DE OBRA

10.1	Ingeniería de detalle con proyecto incluido, dirección de obra y supervisión.	U	1
10.2	Servicios de PRL y coordinación de seguridad y salud	U	1
10.3	Tramitación y legalización con organismos locales y estatales.	U	1
10.4	Certificación estructural de las cubiertas y edificaciones en las que se instalará la planta fotovoltaica. Se llevará a cabo una Certificación por parte de una empresa externa especializada en ingeniería estructural para garantizar la estabilidad, resistencia y seguridad de la instalación.	U	1

7.2. PRECIOS UNITARIOS

En este apartado, se especifican los costes de ejecución y material de los distintos los materiales y equipos especificados en el punto anterior.

	Descripción	Ud	Cant	Importe	Total
1: MÓDULOS FOTOVOLTAICOS					58.812,49 €
1.1	Módulo fotovoltaico Monocristalino RISEN de 660Wp RSM132-8-645M-670M. Incluye cableado de 4mm2 para el conexionado de módulos en serie, conectores Risen Twinsel PV-SY02 con sistema Plug and Play. Con 12 años de garantía de producto y 25 años de garantía de producción. Certificaciones: IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC, MCS and CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 y BS OHSAS 18001:2007	U	360	159,060 €	57.261,60 €
1.2	Unidades de repuesto (9 ud)	U	9	159,060 €	1.431,54 €
1.3	Conectores MC4 (-) para conexión de los módulos con los finales de string	U	22	2,71 €	59,68 €

1.4	Conectores MC4 (+) para conexión de los módulos con los finales de string	U	22	2,71 €	59,68 €
2: INVERSORES Y EQUIPOS					10.087,06 €
2.1	Inversor Huawei Smart String Inverter SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW y 10 MPPT o similar. Incluye cuadro DC con 2 entradas/MPPT, descargador de sobretensión tipo II en lado DC y AC	U	2	4.348,53 €	8.697,06 €
2.2	Extensión de garantía a 10 años SUN2000-100KTL-M1	U	2	695,00 €	1.390,00 €
3: ESTRUCTURA					3.214,80 €
3.1	Suministro de microrail de la marca Sunfer Energy para 360 módulos, referencia SG3-100, en perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 para fijación de módulos en disposición horizontal en todo tipo de cubiertas metálicas grecadas. Cada microrail incluye una junta de estanqueidad EPDM premontada.	U	360	3,55 €	1.278,00 €
3.2	Suministro de presor central para fijación de paneles uno con otro de la marca Sunfer Energy para 360 módulos, referencia S11.1, en perfilería de aluminio EN AW 6005A T6. Incluye tornillería de acero inoxidable A2-70 para realizar el apriete. El accesorio es compatible con el perfil G3.	U	360	2,42 €	871,20 €
3.3	Suministro de presor lateral regulable para fijación de paneles en inicio y final de la marca Sunfer Energy para 360 módulos, referencia S10.1, en perfilería de aluminio EN AW 6005A T6. Incluye tornillería de acero inoxidable A2-70 para realizar el apriete. El accesorio es compatible con el perfil G3.	U	360	2,96 €	1.065,60 €
3.4	Suministro de tornillo SW8 de acero cincado para fijación de componentes y soportes a perfiles metálicos de pared delgada sin necesidad de pretaladrado para 360 módulos. Cada unidad incluye una arandela de acero cincado con sellado EPDM premontado. El accesorio es compatible con el perfil G3.	U	360	0,98 €	352,80 €
4: ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN					31.385,05 €
4.1	Cable solar (+) de cobre 10 mm ² 1500V para unión de los módulos con el inversor. Cable unipolar ZZ-F (AS) 10 mm ² , 1,5 kV DC	m	2.000	1,71	3.429,45 €

4.2	Cable solar (-) de cobre 10 mm ² 1500V para unión de los módulos con el inversor. Cable unipolar ZZ-F (AS) 10 mm ² , 1,5 kV DC	m	2.000	1,71	3.429,45 €
4.3	Línea AC Unipolar (trifásico) RV-K Cu 1000 V 4x6mm ² (3F+N) + 1x 6mm ² (T) 1kV y aislamiento XLPE. Estas líneas conectan los cargadores de vehículo eléctrico con el cuadro de AC.	m	200	13,72	2.743,56 €
4.4	Línea AC Unipolar (trifásico) RV-K Cu 1000 V 4x95mm ² (3F+N) + 1x 50mm ² (T) 1kV y aislamiento XLPE. Estas líneas conectan los inversores con el cuadro AC	m	50	54,26	2.712,75 €
4.5	Interruptor magnetotérmico de caja modelada 4x250A (+250A) junto a relé diferencial para inversores. Super Inmunizado y bobina de disparo y rearme motorizado, para cumplimiento normativa Iberdrola. La protección estará instalada en el cuadro existente, incluye adaptación de dicho cuadro.	U	2	2.271,56	4.543,11 €
4.6	Interruptor magnetotérmico de caja modelada 4x40A (+40A) junto a relé diferencial para cargadores de vehículo eléctrico. Super Inmunizado y bobina de disparo y rearme motorizado, para cumplimiento normativa Iberdrola. La protección estará instalada en el cuadro existente, incluye adaptación de dicho cuadro.	U	4	343,91	1.375,66 €
4.7	Bandeja metálica para exterior tipo Rejiband (Galvanizado Caliente) de 60x60 con tapa. Incluyendo soportes. No incluye uniones entre bandejas	m	250	13,66	3.413,88 €
4.8	Bandeja metálica para exterior tipo Rejiband (Galvanizado Caliente) de 100x60 con tapa. Incluyendo soportes. No incluye uniones entre bandejas	m	50	15,31	765,70 €
4.9	Cable de comunicación RS485 RVSP22-2*2*1 mm ²	m	40	2,16	86,26 €
4.10	Sistema de puesta a tierra. Cable cobre 6 mm ²	m	2.200	0,88	1.937,39 €
4.11	Extintor de CO ₂ para bodega industrial, avisos, señalizaciones y delimitaciones de zonas, stickers y avisos de voltajes y precauciones del sistema solar completo. Pinturas delimitantes de materiales de seguridad industrial de la obra.	U	1	387,50	387,50 €
4.12	Cuadro de superficie CRN de Acero Gris, 600 x 400 x 200mm, IP66 para ubicación de elementos de comunicación	U	1	159,34	159,34 €

4.13	Suministro cable UTP cat 6 ethernet desde el switch del cliente hasta el cuadro de comunicaciones.	m	50	0,47	23,42 €
4.14	Suministro de tubo corrugado de 20mm para paso de cableado de UTP	m	50	0,17	8,53 €
4.15	Suministro de tubo corrugado de 63mm para paso de cableado CC + Abrazaderas	m	3	7,75	23,25 €
4.16	Tubo rígido 25mm + Abrazaderas	m	2	7,75	15,50 €
4.17	Protección magnetotérmica 4x16A para cuadro de comunicaciones	U	1	79,98	79,98 €
4.18	Manguera 5x2,5mm RV-K Cu 1000 V y aislamiento XLPE	m	10	2,61	26,15 €
4.19	Schuko hembra 2P+E de color Blanco, Montaje en Carril DIN	U	2	11,53	23,06 €
4.20	Pequeño material eléctrico BT	U	1	775,00	775,00 €
4.21	Transformador de intensidad de núcleo abierto 1500A/5A	U	6	95,51	573,07 €
4.22	Tramex 200x50 cm, para el paso sobre lucernarios	U	50	97,06	4.853,05 €

5: SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN**4.240,70 €**

5.1	Suministro de recolector de datos para gestión de sistemas fotovoltaicos y monitoreo de la marca Huawei, modelo Smartlogger 3000A. Permite la configuración del sistema anti-vertido.	U	1	775,70 €	775,70 €
5.2	Medidor Janitza UMG 103 para sistema antivertido.	U	1	465,00 €	465,00 €
5.3	Estación meteorológica compatible con Smartlogger Huawei formada al menos de Piranómetro de Radiación Solar Global de segunda clase según ISO 9060, sonda de temperatura de módulo y sonda de temperatura ambiente.	U	1	3.000,00 €	3.000,00 €

6: CARGADORES DE VEHÍCULO ELÉCTRICO**8.530,31 €**

6.1	Suministro de cargador de vehículo eléctrico marca ABB modelo TAC W22-T-RD-MC de 22kW con modo de recarga 3 y conector tipo 2.	U	4	2.132,58 €	8.530,31 €
-----	--	---	---	------------	------------

7: INSTALACIÓN**55.681,70 €**

7.1	Mano de obra instalación eléctrica en Baja Tensión, inversores, cargadores, sistema de puesta a tierra y demás elementos necesarios. Incluido pequeño material y protocolos de seguridad y salud. Incluye medios logísticos y gestión de residuos.	Wp	237.600	0,05 €	12.926,63 €
7.2	Alquiler camión grúa con brazo telescópico de hasta 25 metros con una capacidad de elevación de hasta 40 toneladas. Incluye el suplemento de cobertura y tasa de gestión ambiental.	h	32	92,00 €	2.944,00 €
7.3	Mano de obra, conexión y montaje de estructura, paneles, canalizaciones y conexionado entre módulos según esquema proporcionado por ingeniería. No incluye medios de elevación. Incluye líneas de vida provisionales, intalación de puntos de anclaje y Tramex para el paso por los lucernarios existentes.	Wp	237.600	0,17 €	39.811,07 €
8: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO					3.088,80 €
8.1	Trabajos de mantenimiento durante el primer año. No incluye medios de elevación.	U	1	3.088,80 €	3.088,80 €
9: SEGURIDAD Y SALUD					8.497,54 €
9.1	Puntos de anclaje para línea de vida	U	24	145,73 €	3.497,54 €
9.2	Instalación de líneas de vida provisionales para realizar los trabajos de instalación	m	250	20,00 €	5.000,00 €
9.3	Escalera de seguridad verical con jaula de protección y barandilla	U	1	3.000,00 €	3.000,00 €
10: INGENIERÍA, SOPORTE TÉCNICO Y DIRECCIÓN DE OBRA					6.267,89 €
10.1	Ingeniería de detalle con proyecto incluido, dirección de obra y supervisión.	U	1	3.723,19 €	3.723,19 €
10.2	Servicios de PRL y coordinación de seguridad y salud	U	1	762,70 €	762,70 €
10.3	Tramitación y legalización con organismos locales y estatales.	U	1	475,20 €	475,20 €
10.4	Certificación estructural de las cubiertas y edificaciones en las que se instalará la planta fotovoltaica. Se llevará a cabo una Certificación por parte de una empresa externa especializada en ingeniería estructural para garantizar la estabilidad, resistencia y seguridad de la instalación.	U	1	1.306,80 €	1.306,80 €

7.3. RESUMEN PRESUPUESTO

A continuación, se muestra un resumen global de los costes totales de cada una de las partidas que forman el presupuesto:

RESUMEN DEL PRESUPUESTO	
1: MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	58.812,49 €
2: INVERSORES Y EQUIPOS	10.087,06 €
3: ESTRUCTURA	3.214,80 €
4: ELEMENTOS INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN	31.385,05 €
5: SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN	4.240,70 €
6: CARGADORES DE VEHÍCULO ELÉCTRICO	8.530,31 €
7: INSTALACIÓN	55.681,70 €
8: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	3.088,80 €
9: SEGURIDAD Y SALUD	8.497,54 €
10: INGENIERÍA, SOPORTE TÉCNICO Y DIRECCIÓN DE OBRA	6.267,89 €
PRESUPUESTO TOTAL sin IVA	189.806,33 €
PRESUPUESTO TOTAL con IVA (21%)	229.665,66 €

Tabla 30. Resumen del presupuesto.

El presupuesto total para el desarrollo e instalación del presente proyecto, es de **229.665,66 € - DOSCIENTOS VEINTINUEVE MIL SEISCIENTOS SESENTA Y CINCO CON SESENTA Y SEIS EUROS.**

8. ANEXOS



8.1. ANEXO I: ANÁLISIS DE CONSUMOS

Gracias a la información proporcionada por el cliente, para el análisis de consumos contamos con la matriz de consumos cuarto-horarios de un año completo de la nave industrial, desde enero de 2022 hasta diciembre de 2022. Esta información nos va a permitir realizar un cálculo exacto hora a hora de la energía que el cliente consume y de la energía que podrá autoconsumir en un futuro con la instalación fotovoltaica.

En primer lugar, se realiza un conteo de la energía que la nave industrial consume en horario diurno y en horario nocturno mes a mes

NAVE INDUSTRIAL				
Mes	Días	Consumo Total kWh	Consumo Diurno kWh	Consumo Nocturno kWh
ene	31	71.110	41.783	29.327
feb	28	69.214	39.732	29.482
mar	31	85.579	49.969	35.610
abr	30	69.984	41.526	28.458
may	31	79.867	45.688	34.179
jun	30	79.854	46.551	33.303
jul	31	87.396	51.444	35.952
ago	31	35.273	20.839	14.434
sep	30	87.698	50.496	37.202
oct	31	86.121	49.979	36.142
nov	30	91.776	52.515	39.261
dic	31	69.856	40.135	29.721
Total	365	913.728	530.657	383.071

Tabla 31. Resumen de consumos nave industrial.

En este caso la nave industrial consume un total de 530.657 kWh al año en horario diurno, es decir, en horas donde la nave industrial recibe luz, siendo un 58% de la energía total consumida en un año.

En segundo lugar, para dimensionar la potencia necesaria de la instalación fotovoltaica para cubrir este consumo diurno se precisan dos valores fundamentales. El primero se trata de la potencia específica o horas solares equivalentes de la ubicación de la nave industrial, este valor se trata de la cantidad de kWh que se capaz de generar en un año un kWp instalado de manera óptima, en este caso el valor es de 1.661 kWh/kWp obtenido con el software SolarGis. El segundo valor se trata del porcentaje de consumo que queremos que cubra la instalación, en este caso se dimensiona para que cubra por lo menos el 80% del consumo diurno.

Con estos dos valores se obtiene que la instalación fotovoltaica a implementar debe ser de 238 kWp. Por este motivo se opta por realizar una instalación de 360 módulos de 660 Wp y dos inversores de 100 kWp.

DIMENSIONAMIENTO		
kWh/kWp SOLARGIS	1661	kWh/kWp
Cobertura (%)	80	%
Cobertura (kWh)	424.525	kWh/año
kWp necesarios	237,96	kWp
Wp módulos FV	660	Wp
N ^a Módulos FV	360,54	
kWn Inversores	100	kWn
Inversores	2,07	

Tabla 32. Resumen dimensionamiento.



8.2. ANEXO II: ESTUDIO DE IRRADIACIÓN



EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-33383-2209-6794
 Fecha: 06 de septiembre de 2022 11:18 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Chestre, España

Coordenadas: **39° 28' 44.7" N, 0° 39' 31.95" W**
 Elevación: 213 m
 Pendiente: 1°
 Orientación: 29° noreste

Irradiación global anual en plano inclinado: **2004 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **16.2 °C**

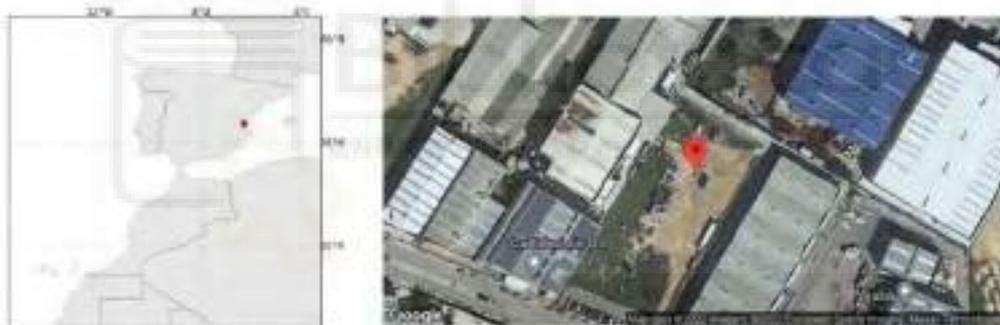
Localización en el mapa: <http://solargis.info/Imaps/#t=GoogleSat&lat=39.479083,-0.658874&z=18>

2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **1.0 kWp**
 Tipo de módulo: silicio cristalino (c-Si)
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **180° (sur) / 35°**
 Efic. (Euro) inversor: 98.3%
 Pérdidas DC/AC: 1.5% / 1.5%
 Disponibilidad: 99.0%

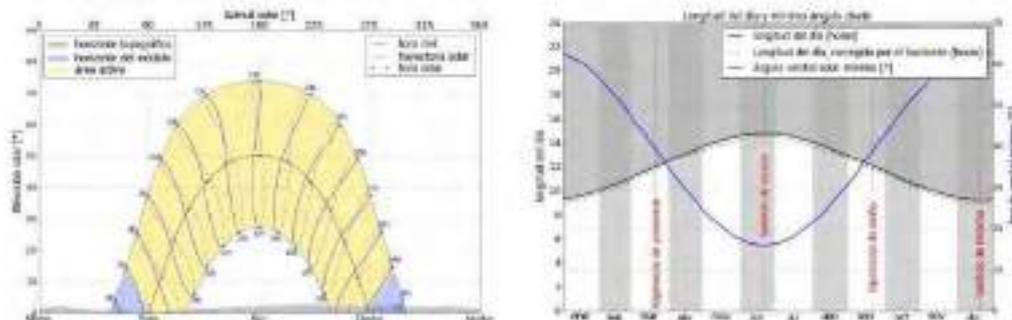
Producción eléctrica anual media: **1661 kWh**
 Rendimiento medio: **82.7%**

3. Localización geográfica



Google Maps © 2022 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

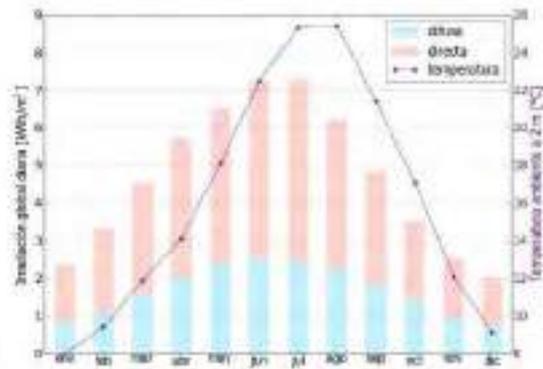


pvPlanner

Sitio: Cheste, España, (latitud: 39.4751°/-9.8589°
sistema PV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim: 180° (sur), inclinación: 35°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	G _{h,m}	G _{h,d}	D _{h,d}	T ₂₄
ene	73	2.35	0.82	8.0
feb	93	3.30	1.08	9.4
mar	140	4.52	1.54	11.9
abr	171	5.71	2.01	14.1
may	202	6.52	2.38	18.1
jun	218	7.27	2.52	22.5
jul	227	7.30	2.42	25.3
ago	193	6.23	2.25	25.4
sep	145	4.83	1.84	21.4
oct	110	3.54	1.40	17.1
nov	76	2.52	0.95	12.1
dic	63	2.02	0.74	9.1
año	1710	4.68	1.67	16.2



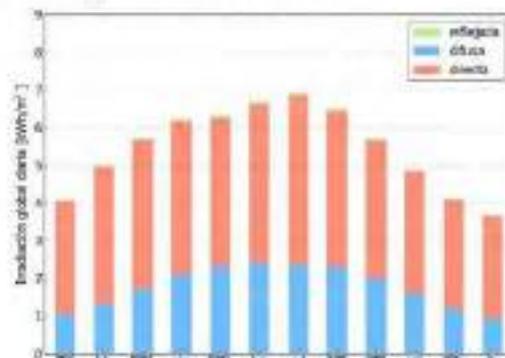
Medias anuales:

- G_{h,m} Irradiación global mensual [kWh/m²]
- G_{h,d} Irradiación global diaria [kWh/m²]
- D_{h,d} Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 180° (sur), inclinación: 35°

Mes	G _{i,m}	G _{i,d}	D _{i,d}	R _{i,d}	Sh _{loss}
ene	126	4.08	1.13	0.03	0.2
feb	140	5.00	1.30	0.04	0.2
mar	177	5.72	1.71	0.05	0.3
abr	186	6.21	2.08	0.06	0.3
may	196	6.32	2.32	0.07	0.3
jun	202	6.72	2.41	0.08	0.3
jul	215	6.94	2.36	0.08	0.3
ago	201	6.50	2.30	0.07	0.3
sep	171	5.70	1.98	0.05	0.3
oct	151	4.88	1.60	0.04	0.3
nov	123	4.12	1.36	0.03	0.3
dic	114	3.67	0.91	0.02	0.2
año	2004	5.49	1.76	0.05	0.3



Medias mensuales:

- G_{i,m} Irradiación global mensual [kWh/m²]
- G_{i,d} Irradiación global diaria [kWh/m²]
- D_{i,d} Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- R_{i,d} Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	1710	85.3%
Con inclinación óptima (35°)	2003	100.0%
Seguimiento a 3 ejes	2615	130.5%
Su opción	2003	100.0%

SOLARGIS

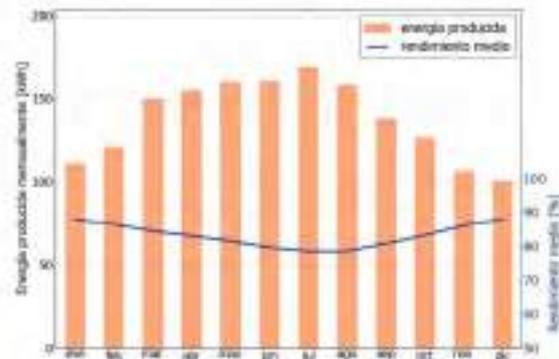
pvPlanner

Sitio: Cheste, España, lat/lon: 39:47917/0:6589°
 sistema PV: 1.0 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim: 180° (sur), inclinación: 30°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	E_{s_m}	E_{s_d}	E_{t_m}	E_{share}	PR
ene	112	3.60	112	6.7	88.0
feb	121	4.34	121	7.3	85.6
mar	150	4.85	150	9.0	84.6
abr	155	5.18	155	9.4	83.2
may	160	5.17	160	9.7	81.6
jun	161	5.38	161	9.7	79.7
jul	170	5.47	170	10.2	78.6
ago	159	5.13	159	9.6	78.7
sep	139	4.63	139	8.4	80.9
oct	127	4.08	127	7.6	83.4
nov	107	3.56	107	6.4	86.3
dic	101	3.24	101	6.0	88.1
año	1661	4.55	1661	100.0	82.7



Medias mensuales:

- E_{s_m} : Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
- E_{s_d} : Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
- E_{t_m} : Producción eléctrica mensual total [kWh]
- E_{share} : Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
- PR: Rendimiento [%]

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	2009	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	2003	-6	-0.3	99.7	99.7
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	1952	-52	-2.6	97.4	97.1
4. Conversión DC en los módulos	1760	-192	-9.8	90.2	87.6
5. Otras pérdidas DC	1733	-26	-1.5	98.5	86.3
6. Inversores (conversión DC/AC)	1704	-30	-1.7	98.3	84.8
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1678	-26	-1.5	98.5	83.5
8. Disponibilidad reducida	1662	-17	-1.0	99.0	82.7
Rendimiento total del sistema	1662	-348	-17.3	-	82.7

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

- Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
- Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
- Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
- Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
- Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
- Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
- Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
- El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solargis.com/products/pvplanner/>.




Sitio: Chete, España, W/Eur: 38-47911/0.6589°
 sistema FV: 1.0 kWp, sitio estándar, sobreelevada, azim: 180° (sur), inclinación: 30°

9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

Solargis es una base de datos climáticos de alta resolución operada por Solargis s.r.o.. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CPR (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JRA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MARS-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.com/products/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o., Batova 2A, 811 09 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 756, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Srd, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en: <http://solargis.com/products/pv-yield-assessment-study/>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, Solargis s.r.o. no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. Solargis s.r.o. no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de (©) 2022 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.
 Solargis[®] es una marca registrada de Solargis s.r.o.

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Entoria Energy Pte Ltd, 35 Robinson Road, 068877, Singapore, Singapore.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..

8.3. ANEXO III: CÁLCULOS DE GENERACIÓN



Versión 7.2.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: TCE

Variante: TFM EERR

Sistema de construcción

Potencia del sistema: 238 kWp

TCE - Spain



| Pedro Olmeda



PVsyst V7.2.8

VC9, Fecha de simulación:
13/05/23 19:42
con v7.2.8

Proyecto: TCE

Variante: TFM EERR

Resumen del proyecto

Sitio geográfico TCE España	Situación Latitud 39.48 °N Longitud -0.66 °W Altitud 213 m Zona horaria UTC	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo TCE SOLARGIS - Simbólica		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Orientación campo FV Planos fijos 2 orientaciones Incl./azimuts 6 / 30 ° 6 / -150 °	Sistema de construcción Sombreados cercanos Según las cadenas Efecto eléctrico 100 %	Necesidades del usuario Ext. definida como archivo conformado 2022.csv
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 360 unidades Pnom total 230 kWp		
Inversores Núm. de unidades 2 unidades Pnom total 300 kWca Proporción Pnom 1.188		

Resumen de resultados

Energía producida 333.1 MWh/año	Producción específica 1402 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 82.10 %
Energía usada 913.7 MWh/año		Fración solar (SF) 27.29 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos especiales	8
Evaluación P50 - P90	9



PVsyst V7.2.8
 VCS, Fecha de simulación:
 13/05/23 19:42
 con v7.2.8

Proyecto: TCE
 Variante: TFM EERR

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Sistema de construcción	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Modelos usados	
Planos fijos	2 orientaciones	Transposición	Perez
Inclín /azimuts	6 / 30 °	Difuso	Perez, Meteonorm
	6 / -150 °	Circunsolar	separado
Horizonte		Sombreados cercanos	
Horizonte libre		Según las cadenas	
		Efecto eléctrico	100 %
		Necesidades del usuario	
		Ext. definida como archivo conformado 2022.csv	

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
71110	69214	85579	69984	79867	79854	67396	35273	87690	86121	91776	69556	813726 kWh

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Risen Energy Co., Ltd	Fabricante	Huawei Technologies
Modelo	RSM132-8-660M	Modelo	SUN2000-100k TL
(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	660 Wp	Unidad Nom. Potencia	100 kWca
Número de módulos FV	360 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	238 kWp	Potencia total	200 kWca
Módulos	20 Cadenas x 18 En serie	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (48°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	
Pmpp	219 kWp	1.19	
U mpp	626 V		
I mpp	350 A		
Potencia FV total		Potencia total del inversor	
Nominal (STC)	238 kWp	Potencia total	200 kWca
Total	360 módulos	Nóm. de inversores	2 unidades
Área del módulo	1118 m²	Proporción Pnom	1.19
Área celular	1048 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Frac. de pérdida	3.0 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	29 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
		Uv (viento)	0.0 W/m²Km/s		
LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo	
Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	0.0 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas					
Frac. de pérdida	0.1 %				
Factor de pérdida IAM					
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario					

0°	30°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.978	0.935	0.851	0.600



PVsyst V7.2.8

VCS, Fecha de simulación:
13/05/23 19:42
con v7.2.8

Proyecto: TCE

Variante: TFM EERR

Pérdidas del sistema.

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo	2.0 %
	7.3 días,
	3 periodos

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección	
Voltaje inductor	400 Vca tri
Frac. de pérdida	1.50 % en STC
Inversor: SUN2000-100k TL	
Sección cables (2 lev.)	Cable 2 x 3 x 70 mm ²
Longitud media de los cables	76 m





PVsyst V7.2.8
VCS, Fecha de simulación:
13/05/23 19:42
con v7.2.8

Proyecto: TCE
Variante: TFM EERR

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo PV y la escena de sombreado circundante

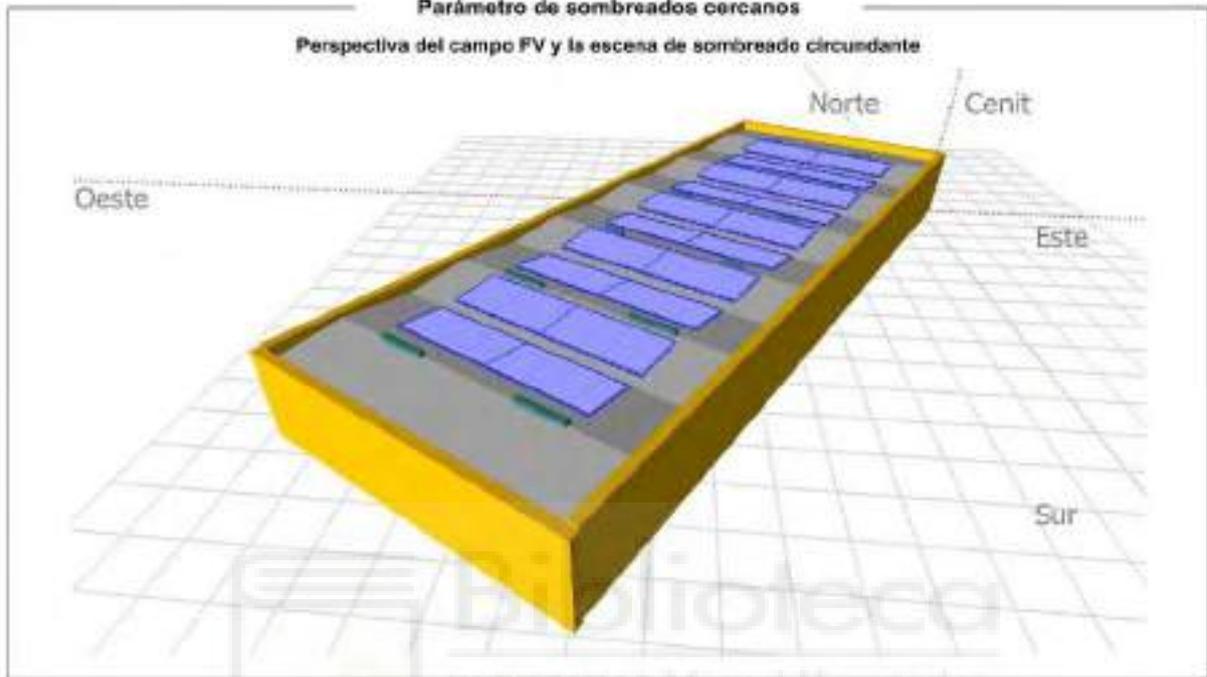
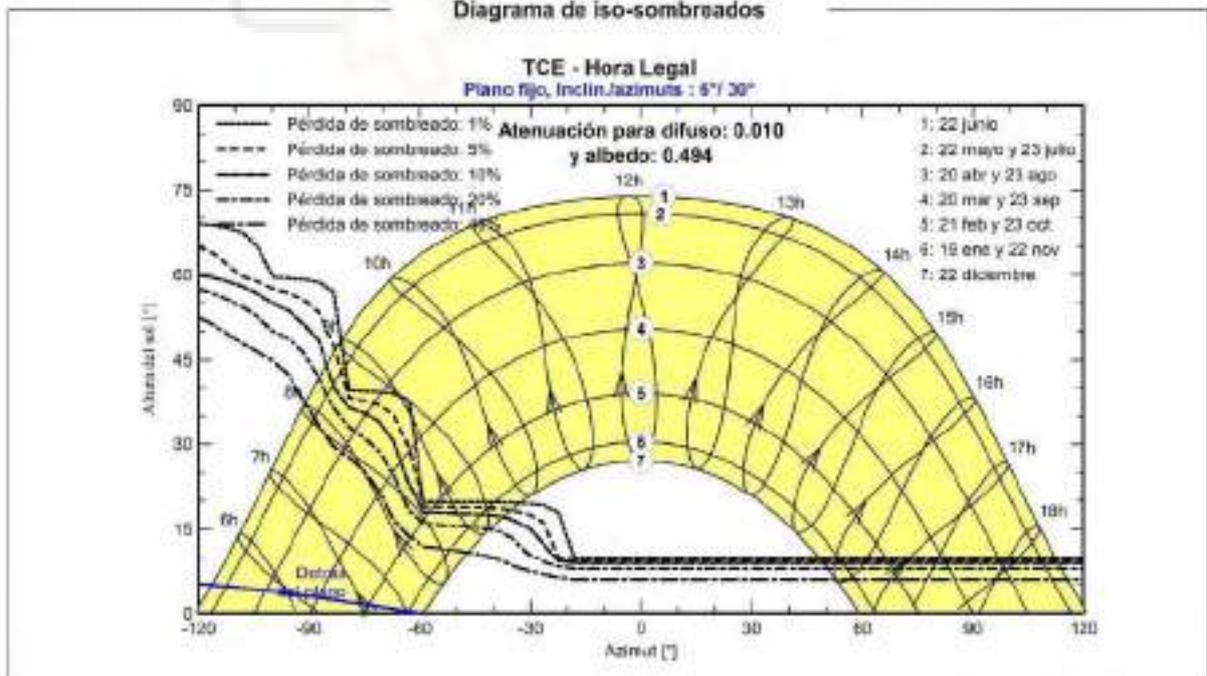


Diagrama de iso-sombreados





PVsyst V7.2.8

VCS, Fecha de simulación:
13/05/23 19:42
con v7.2.8

Proyecto: TCE

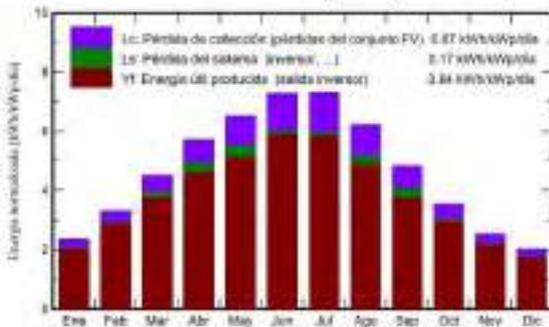
Variante: TFM EERR

Resultados principales

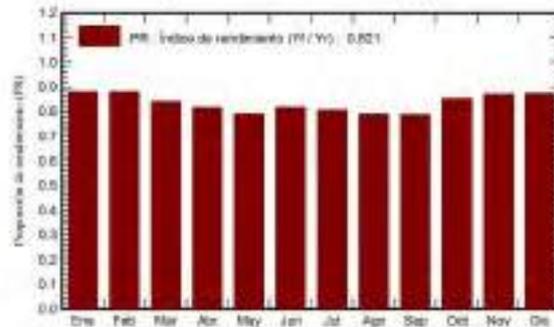
Producción del sistema

Energía producida (P50) 333.1 MWh/año Producción específica (P50) 402 kWh/kWp/año Proporción de rendimiento (PR) 85.80 %
 Energía producida (P90) 320 MWh/año Producción específica (P90) 347 kWh/kWp/año Fracción solar (SF) 27.29 %
 Energía producida (P75) 326 MWh/año Producción específica (P75) 373 kWh/kWp/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	72.8	25.37	8.00	72.6	69.4	15.52	71.11	12.06	3.11	59.05
Febrero	92.5	32.21	9.40	92.4	88.8	19.75	69.21	15.50	3.81	53.71
Marzo	140.1	54.08	11.90	139.9	134.7	29.28	65.58	22.06	5.83	63.51
Abril	171.3	65.51	14.10	171.0	164.8	35.42	69.98	22.52	10.60	47.46
Mayo	202.2	76.26	18.10	202.0	194.6	40.94	79.87	29.17	8.79	50.70
Junio	218.0	79.99	22.50	217.8	210.0	43.25	79.85	33.67	8.59	46.18
Julio	226.5	70.85	25.30	226.3	218.1	44.34	87.40	34.13	9.18	53.27
Agosto	193.2	76.07	25.40	193.1	186.2	38.33	35.27	15.40	20.84	19.87
Septiembre	145.0	56.75	21.40	144.8	139.3	29.34	87.70	22.66	4.44	65.04
Octubre	109.8	43.29	17.10	109.6	105.4	22.70	86.12	17.71	4.49	68.41
Noviembre	75.7	31.23	12.10	75.6	72.2	15.96	91.78	14.37	1.24	77.40
Diciembre	62.7	24.98	9.10	62.5	59.6	13.24	69.86	10.06	2.66	59.77
Año	1709.8	636.58	16.24	1707.7	1643.0	348.06	613.73	249.34	83.79	664.38

Leyendas

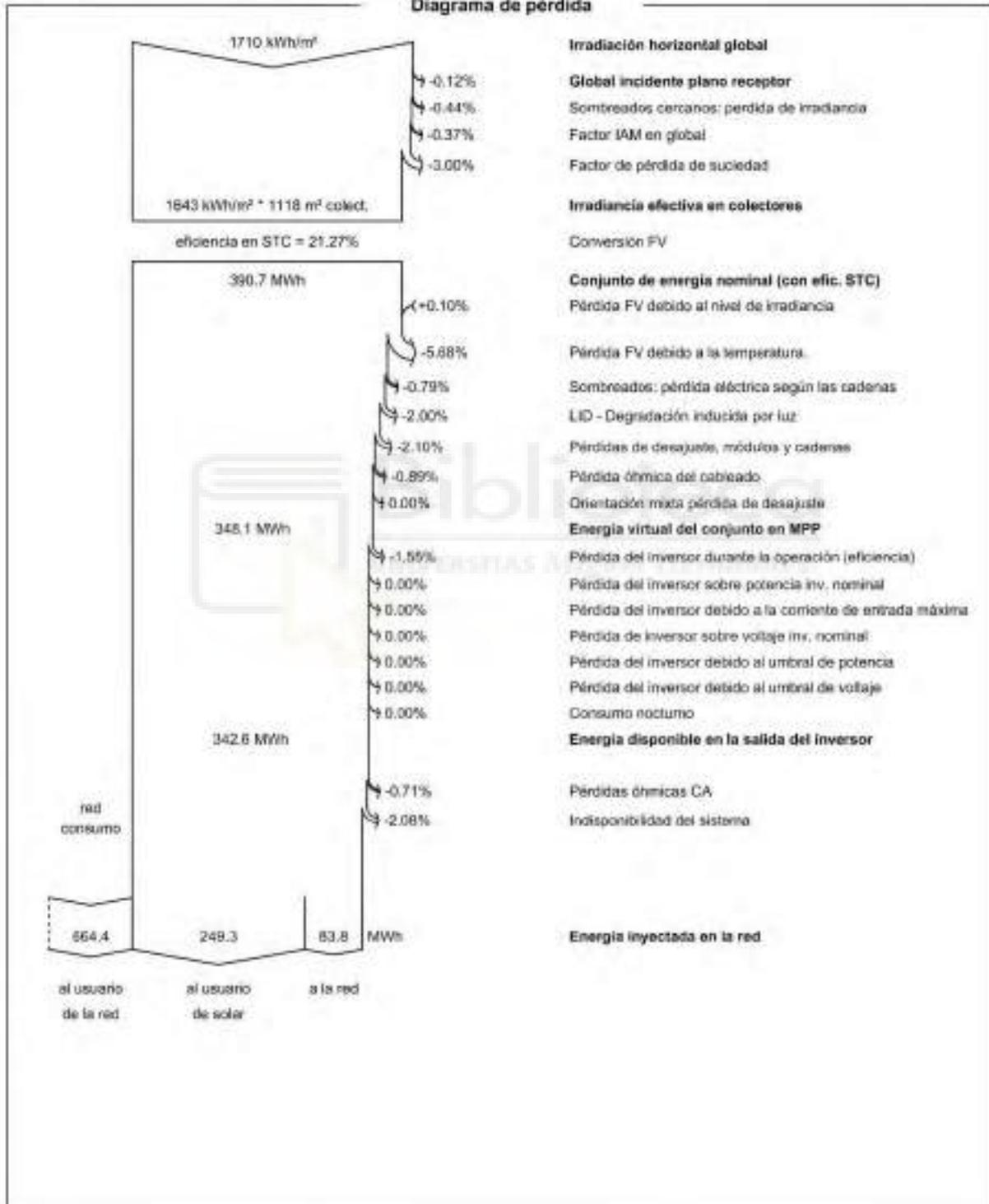
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red



PVsyst V7.2.8
 VCS, Fecha de simulación:
 13/05/23 19:42
 con v7.2.8

Proyecto: TCE
 Variante: TFM EERR

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.2.8

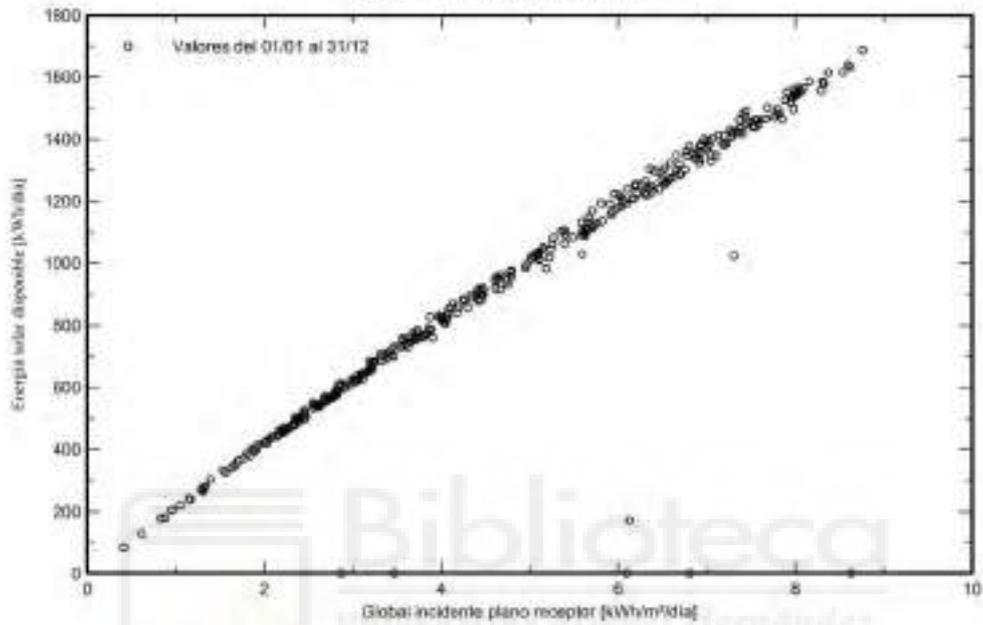
VC9, Fecha de simulación:
13/05/23 19:42
con v7.2.8

Proyecto: TCE

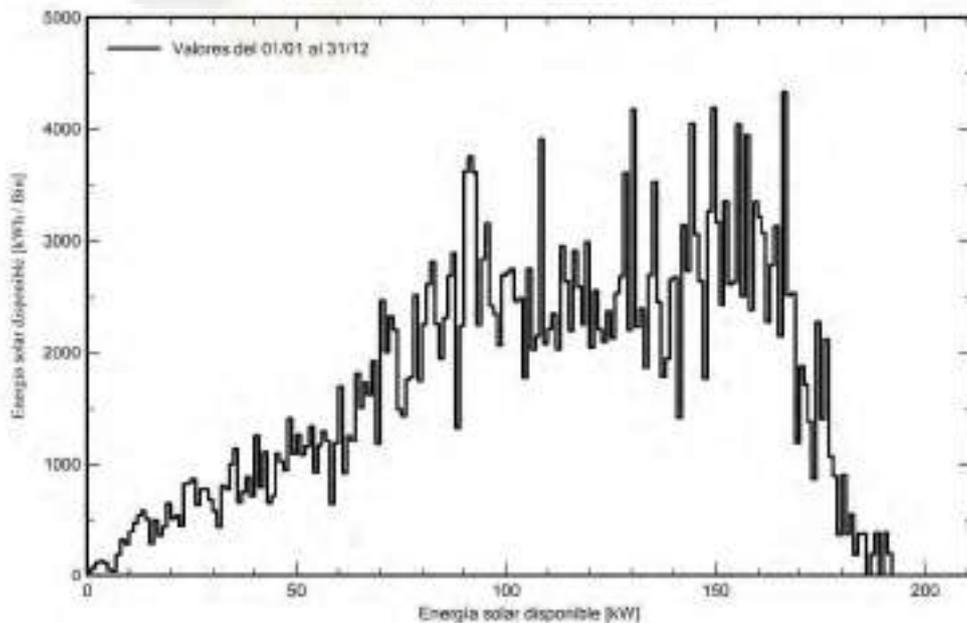
Variante: TFM EERR

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.8
 VC9, Fecha de simulación:
 13/05/23 19:42
 con v7.2.8

Proyecto: TCE

Variante: TFM EERR

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente	SOLARGIS
Tipo	TMY, multiannual
Variabilidad año a año (Varianza)	2.5 %
Desviación especificada	
Cambio climático	0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática)	3.1 %
--------------------------------	-------

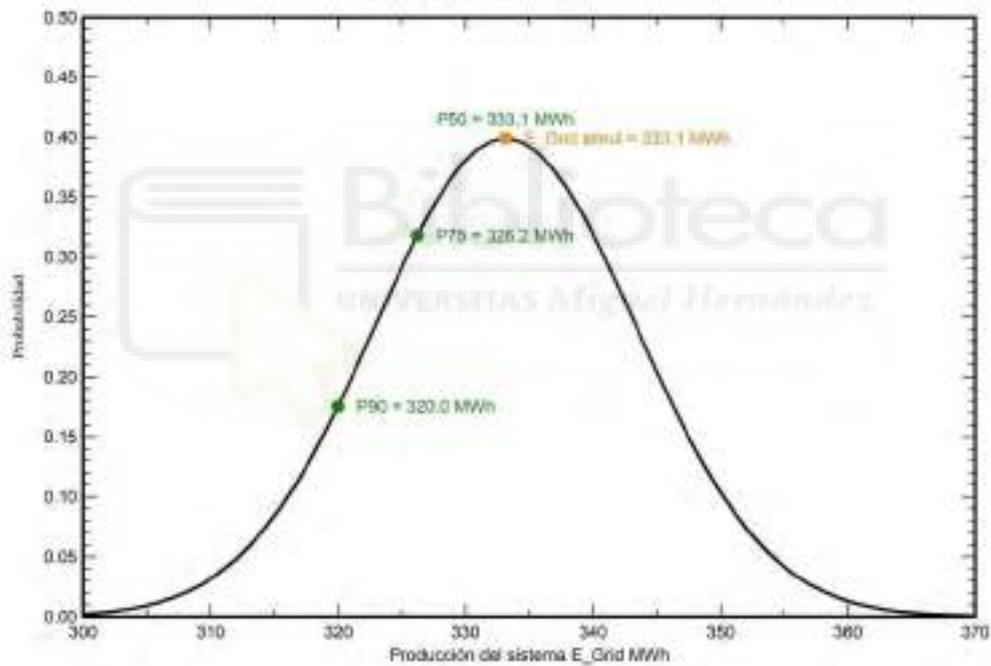
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
Incertidumbres de sujeción y desajuste	1.0 %
Incertidumbre de degradación	1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad	10.3 MWh
P50	333.1 MWh
P90	320.0 MWh
P75	326.2 MWh

Distribución de probabilidad



8.4. ANEXO IV: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DEL TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA																								
CIRCUITO		INFORMACIÓN DEL CIRCUITO											CONDUCTORES											
STRING	DESTINO	Nº MÓDULOS	Pc (W)	Lext (m)	Lint (m)	Impp (A)	Imax (A)	Ktext	Ktint	Knext	Knint	N	Aisl.	S (mm ²)	Iz (A)	Imax'ext (A)	Imax'int (A)	e.ext (V)	e.int (V)	e.ext (%)	e.int (%)	e (V)	e (%)	Referencia de los conductores
S 1.1.1	Inversor 1	18	11880	40	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	3,15	0,79	0,46%	0,11%	3,94	0,57%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.2.1	Inversor 1	18	11880	55	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	4,33	0,79	0,63%	0,11%	5,12	0,75%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.3.1	Inversor 1	18	11880	36	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	2,83	0,79	0,41%	0,11%	3,62	0,53%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.4.1	Inversor 1	18	11880	45	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	3,54	0,79	0,52%	0,11%	4,33	0,63%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.5.1	Inversor 1	18	11880	36	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	2,83	0,79	0,41%	0,11%	3,62	0,53%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.6.1	Inversor 1	18	11880	50	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	3,94	0,79	0,57%	0,11%	4,72	0,69%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.7.1	Inversor 1	18	11880	51	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	4,02	0,79	0,59%	0,11%	4,80	0,70%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.8.1	Inversor 1	18	11880	60	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	4,72	0,79	0,69%	0,11%	5,51	0,80%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.9.1	Inversor 1	18	11880	50	10	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	3,94	0,79	0,57%	0,11%	4,72	0,69%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 1.10.1	Inversor 2	18	11880	65	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	5,12	0,94	0,75%	0,14%	6,06	0,88%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.1.1	Inversor 2	18	11880	66	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	5,20	0,94	0,76%	0,14%	6,14	0,89%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.2.1	Inversor 2	18	11880	76	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	5,98	0,94	0,87%	0,14%	6,93	1,01%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.3.1	Inversor 2	18	11880	66	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	5,20	0,94	0,76%	0,14%	6,14	0,89%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.4.1	Inversor 2	18	11880	81	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	6,38	0,94	0,93%	0,14%	7,32	1,07%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.5.1	Inversor 2	18	11880	81	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	6,38	0,94	0,93%	0,14%	7,32	1,07%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.6.1	Inversor 2	18	11880	91	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	7,16	0,94	1,04%	0,14%	8,11	1,18%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.7.1	Inversor 2	18	11880	81	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	6,38	0,94	0,93%	0,14%	7,32	1,07%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.8.1	Inversor 2	18	11880	96	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	7,56	0,94	1,10%	0,14%	8,50	1,24%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.9.1	Inversor 2	18	11880	95	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	7,48	0,94	1,09%	0,14%	8,42	1,23%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV
S 2.10.1	Inversor 2	18	11880	105	12	17,3	18,3	0,9	1,0	0,70	0,70	2	XLPE	10	76	29,10	26,19	8,27	0,94	1,20%	0,14%	9,21	1,34%	Cable 2 x 10 mm ² H1Z2Z2-K 1,5 / 1,5 kV

Pc: Potencia instalada en el circuito.

Lext: Longitud de cálculo de la parte exterior del circuito.

Lint: Longitud de cálculo de la parte interior del circuito.

Imax: Intensidad de cortocircuito del módulo.

Impp: Intensidad nominal del módulo fotovoltaico.

N: Número de conductores.

Iz: Capacidad de corriente admisible por el conductor.

e: Caída de tensión total en el circuito.

%e.ext: Porcentaje de caída de tensión de la parte exterior del circuito.

%e.int: Porcentaje de caída de tensión de la parte interior del circuito.

%e: Porcentaje de caída de tensión total en el circuito.

Imax': Intensidad máxima de diseño con coeficientes de corrección.

Ktext: Factor de corrección de temperatura exterior.

Ktint: Factor de corrección de temperatura interior.

Knext: Factor de corrección por agrupamiento exterior.

Knint: Factor de corrección por agrupamiento interior.

DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DEL TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA																
CIRCUITO		INFORMACIÓN DEL CIRCUITO								CONDUCTORES						
ORIGEN	DESTINO	L (m)	Lc (m)	Voltaje (V)	Pc (W)	I _{max} (A)	K _t	K _n	Aisl.	S (mm ²)	I _{max} ' (A)	I _z (A)	e (V)	e (%)	Método de instalación	Referencia de los conductores
INVERSOR 1	CGPM	15	25	400	100000	160,4	1,0	0,8	XLPE	95,00	250,63	259	1,58	0,004	E	Cable 4x95mm ² (3F+N) + 1x50mm ² (T) XLPE 0.6/1kV
INVERSOR 2	CGPM	17	27	400	100000	160,4	1,0	0,8	XLPE	95,00	250,63	259	1,7	0,004	E	Cable 4x95mm ² (3F+N) + 1x50mm ² (T) XLPE 0.6/1kV

Pc: Potencia instalada en el circuito.

V: Voltaje de salida de los inversores.

L: Longitud del conductor medido sobre el plano hasta el punto de conexión.

Lc: Longitud de cálculo.

I_{max}: Intensidad máxima de salida del inversor.

e: Caída de tensión total en el circuito.

%e: Porcentaje de caída de tensión total en el circuito.

I_{max}': Intensidad máxima de diseño con coeficientes de corrección.

K_t: Factor de corrección de temperatura.

K_n: Factor de corrección por agrupamiento interior.



8.5. ANEXO V: CRONOGRAMA

ACTIVIDAD	Duración	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6	Semana 7	Semana 8	Semana 9	Semana 10	Semana 11
1. EJECUCIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA 237,6 kWp y CARGADORES	45 días											
1.1. Análisis Técnicos y Contractuales	5 días											
1.1.1. Análisis técnicos	3 días											
1.1.2. Análisis contractuales	2 días											
1.2. Ingeniería y Compras	10 días											
1.2.1. Desarrollo de estudios técnicos	10 días											
1.2.2. Desarrollo de diseños definitivos	6 días											
1.2.3. Desarrollo de ingeniería de detalle	6 días											
1.2.4. Selección de material y equipos	5 días											
1.2.5. Proceso de compras de material y equipos	8 días											
1.1. Desplazamiento del Material	5 días											
1.1.1. Desplazamiento del material a la nave industrial	1 día											
1.1.2. Subida de material a la cubierta	4 días											
1.2. Construcción y Montaje	36 días											
1.2.1. Montaje instalación electromecánica	25 días											
1.2.1.1. Análisis previos	1 día											
1.2.1.2. Instalación líneas de vida	1 día											
1.2.1.3. Instalación de la estructura	15 días											
1.2.1.4. Instalación y conexionado de módulos fotovoltaicos	20 días											
1.2.2. Montaje instalación eléctrica	14 días											
1.2.2.1. Instalación de inversores y cargadores	1 día											
1.2.2.2. Instalación canalizaciones	8 días											
1.2.2.3. Instalación cableado BT y conexiones auxiliares	5 días											
1.2.2.4. Conexión de protecciones eléctricas	1 día											
1.2.2.5. Conexión y protección entre inversores y transformador	1 día											
1.2.3. Mediciones y otros sistemas	5 días											
1.2.3.1. Instalación sistema de monitorización	1 día											
1.2.3.2. Verificación de señales para sistema de medición	1 día											
1.2.3.3. Conexión en tablero principal	5 días											
1.2.3.4. Conexión de Internet	1 día											
1.3. Puesta en Marcha y Pruebas Operativas	5 días											
1.3.1. Energización planta fotovoltaica	2 días											
1.3.2. Pruebas eléctricas con OCA	3 días											
1.3.3. Inspecciones de la instalación	3 días											
1.3.4. Pruebas operativas integrales	3 días											
1.3.5. Acta de fin de obra	2 días											
1.4. Tramites y Legalizaciones	50 días											

8.6. ANEXO VI: VIABILIDAD ECONÓMICA

La nave industrial propiedad del cliente en la que se llevarán a cabo las actuaciones consta de un punto de suministro, sujeto a una tarifa eléctrica 6.1TD.

La tarifa 6.1TD cuenta con una discriminación horaria formada por seis periodos de facturación que varían en función de la temporada, el día de la semana y la hora del día. En este tipo de tarifa la potencia contratada debe ser superior a 0 kW, es decir, se puede contratar el valor de potencia que se quiera, y cuentan con una tensión de suministro superior a 1.000V e inferior a 30.000V.

Horas	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P2	P6
10:00 - 11:00	P6	P6	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P6	P6	P6	P6	P2	P6

Ilustración 40. Periodos tarifa 6.1TD.

La tarifa se distribuye en:

- Temporada alta: Corresponde a los meses de enero, febrero, julio y diciembre.
- Temporada media alta: Corresponde a los meses de marzo y noviembre.
- Temporada media: Corresponde a los meses de junio, agosto y septiembre.
- Temporada baja: Corresponde a los meses de abril, mayo y octubre.

A partir de las facturas eléctricas correspondientes al año 2022, proporcionadas por el cliente, se extrae la información relativa a los precios de la energía y de los peajes de cada uno de los periodos. Estos valores serán empleados para realizar los cálculos de la amortización y de viabilidad económica.

El coste medio mensual de la energía para el periodo P1 es de 0,191 €/kWh, para el P2 es de 0,188 €/kWh, para el P3 es de 0,149 €/kWh, para el P4 es de 0,144 €/kWh, para el P5 es de 0,159 €/kWh y para el P6 es de 0,144 €/kWh.

Teniendo en cuenta el consumo de energía en cada periodo, el coste medio del kWh durante el año es de 0,1595 €/kWh.

De la factura eléctrica del cliente se extrae que el IVA correspondiente es del 21%.

En primer lugar, para llevar a cabo el estudio económico de la instalación, se realizará una simulación de su comportamiento a 25 años, para ello se calcularán los beneficios anuales a partir de la energía que generará la planta fotovoltaica teniendo en cuenta la degradación del módulo indicada por el fabricante.

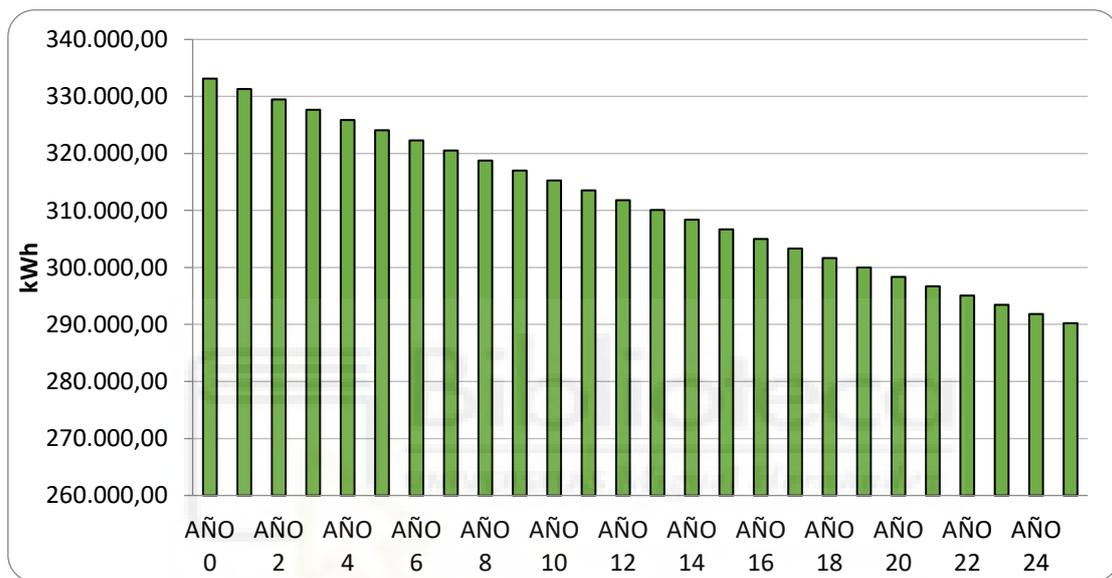


Ilustración 41. Generación planta fotovoltaica 25 años.

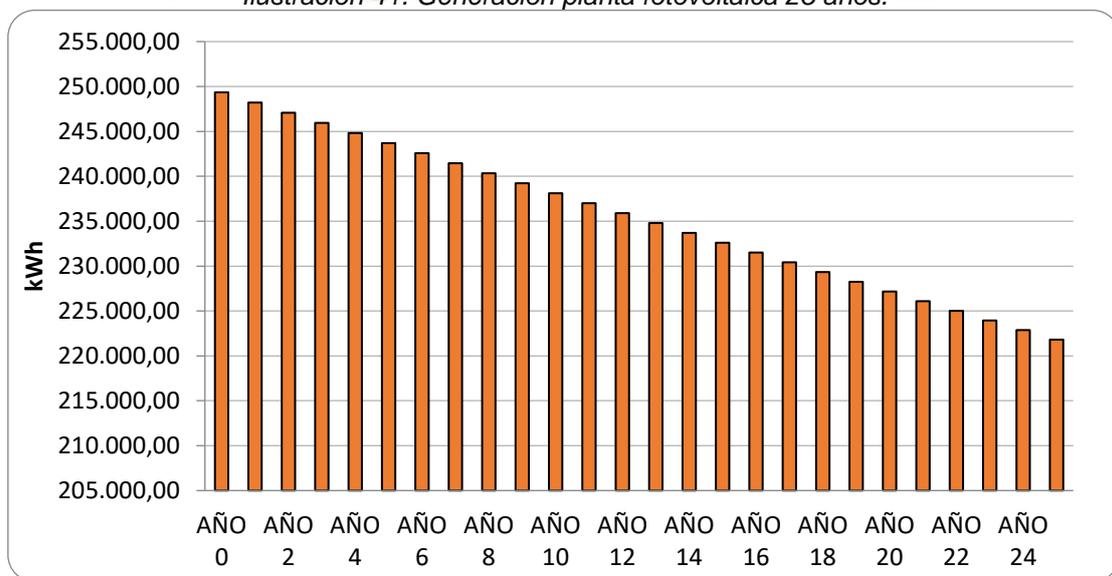


Ilustración 42. Autoconsumo planta fotovoltaica 25 años.

El fabricante Risen garantiza que el rendimiento de los módulos a los 25 años habrá disminuido como máximo un 13,2% respecto al rendimiento inicial y se estima una degradación anual del módulo de un 0,55%.

A continuación, se explican los indicadores de rentabilidad que tendremos en cuenta para el análisis de la viabilidad económica de la instalación del presente proyecto:

- 1) El VAN es un indicador que mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas. Es decir, permite estimar si un proyecto de inversión generará un retorno adecuado con la finalidad de poder definir si el proyecto es rentable o no.

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

- 2) La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador que permite medir la rentabilidad del proyecto. Es la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) se iguala a cero.

$$\sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

- 3) El Payback es un indicador que permite conocer el tiempo necesario para recuperar el capital inicial invertido en el desarrollo de la instalación fotovoltaica.

A continuación, se muestran las consideraciones del cálculo:

- Para el coste medio de la energía se considera el coste medio del kWh durante el año más el IVA correspondiente.
- Se ha considerado un mantenimiento anual a un precio de 13,00 €/kWp.
- Como la instalación poseerá un sistema antivertido, se ha considerado un precio de compensación de excedentes de 0,00 €/kWh.
- Siguiendo la política monetaria del Banco Central Europeo considera que la mejor manera de mantener la estabilidad de precios es apuntar a una inflación del 2 % a medio plazo. Por lo tanto, se considera en la evaluación económica una variación del IPC anual de un 2%.
- No se ha tenido en cuenta posibles costes de tasas y seguros adicionales.

Para finalizar, se muestran los resultados sobre viabilidad económica obtenidos:

VAN	1.122.795 €
TIR	20,85 %
PAYBACK	5 años

Ilustración 43. Resumen viabilidad económica.

Se confirma que tanto el VAN como la TIR tienen valores superiores a cero, lo que indica que la inversión es rentable. Además, se comprueba que la instalación fotovoltaica generará un ahorro superior a la inversión inicial a partir del año cinco, obteniéndose flujos de caja suficientes para cubrir el costo inicial de la inversión y proporcionar un ahorro adicional estimado de 811.002 € en 20 años.

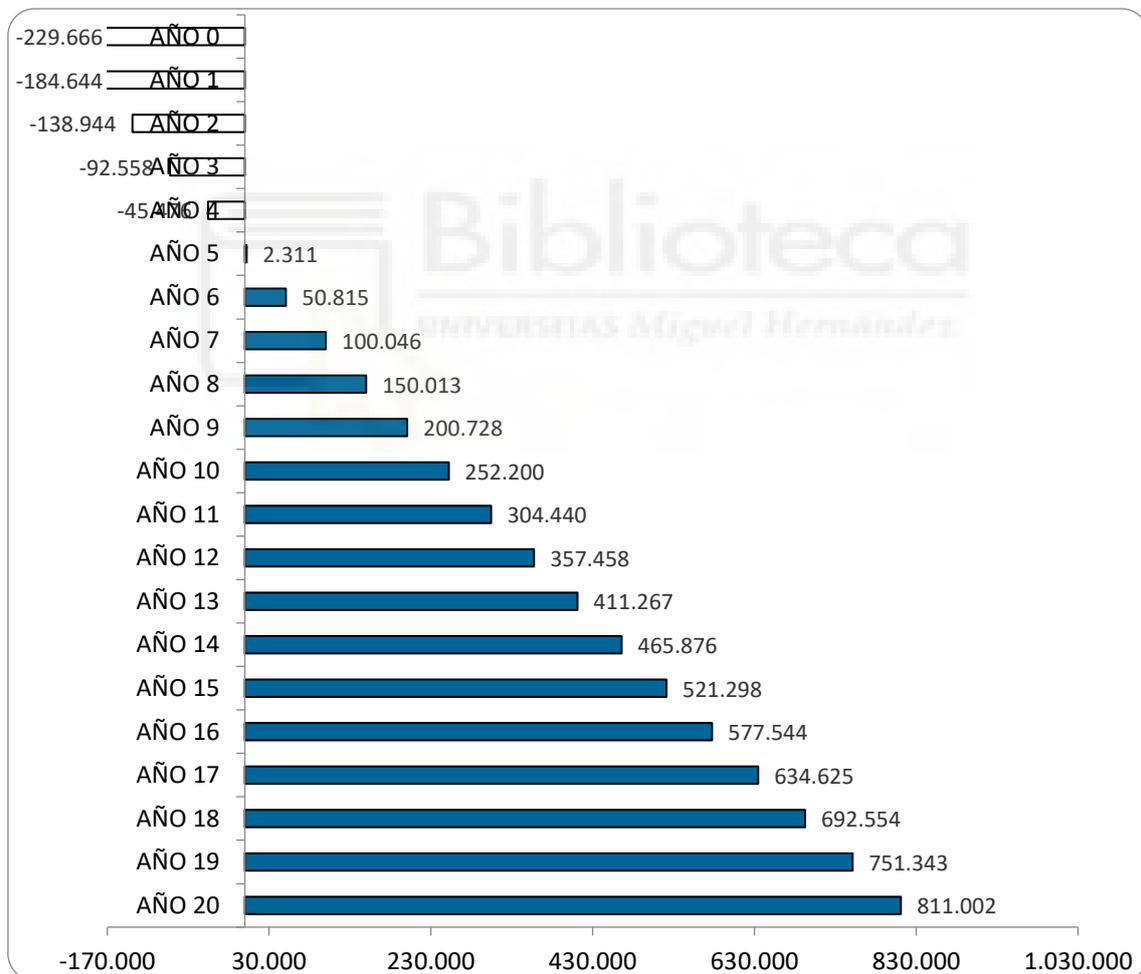


Ilustración 44. Fujo de caja.

	Energía Anual Generada KW/h	Autoconsumo (kWh)	Excedentes (kWh)	Coste medio energía autoconsumida a precio actual €/kWh (con IVA)	Ahorro por Autoconsumo	Ingreso total	Gastos (Mantenimiento)	Ahorro neto	Flujo Caja Neto	PAYBACK
AÑO 0	0,00	0,00	0,00	-	0 €	-229.666 €	0 €	0 €	-229.666 €	-229.666 €
AÑO 1	333.139,78	249.344,13	83.795,59	0,193	48.111 €	48.111 €	-3.089 €	45.022 €	45.022 €	-184.644 €
AÑO 2	331.307,51	248.210,62	83.096,89	0,197	48.850 €	48.850 €	-3.151 €	45.699 €	45.699 €	-138.944 €
AÑO 3	329.485,32	247.078,50	82.406,82	0,201	49.600 €	49.600 €	-3.214 €	46.386 €	46.386 €	-92.558 €
AÑO 4	327.673,15	245.946,51	81.726,64	0,205	50.360 €	50.360 €	-3.278 €	47.082 €	47.082 €	-45.476 €
AÑO 5	325.870,94	244.818,48	81.052,47	0,209	51.131 €	51.131 €	-3.343 €	47.788 €	47.788 €	2.311 €
AÑO 6	324.078,65	243.693,02	80.385,63	0,213	51.914 €	51.914 €	-3.410 €	48.504 €	48.504 €	50.815 €
AÑO 7	322.296,22	242.572,37	79.723,85	0,217	52.709 €	52.709 €	-3.478 €	49.231 €	49.231 €	100.046 €
AÑO 8	320.523,59	241.454,06	79.069,53	0,222	53.515 €	53.515 €	-3.548 €	49.967 €	49.967 €	150.013 €
AÑO 9	318.760,71	240.338,57	78.422,14	0,226	54.333 €	54.333 €	-3.619 €	50.714 €	50.714 €	200.728 €
AÑO 10	317.007,53	239.225,59	77.781,94	0,231	55.164 €	55.164 €	-3.691 €	51.472 €	51.472 €	252.200 €
AÑO 11	315.263,99	238.113,45	77.150,54	0,235	56.005 €	56.005 €	-3.765 €	52.240 €	52.240 €	304.440 €
AÑO 12	313.530,03	237.003,31	76.526,72	0,240	56.859 €	56.859 €	-3.841 €	53.018 €	53.018 €	357.458 €
AÑO 13	311.805,62	235.897,57	75.908,05	0,245	57.726 €	57.726 €	-3.917 €	53.808 €	53.808 €	411.267 €
AÑO 14	310.090,69	234.795,50	75.295,19	0,250	58.605 €	58.605 €	-3.996 €	54.609 €	54.609 €	465.876 €
AÑO 15	308.385,19	233.697,17	74.688,02	0,255	59.497 €	59.497 €	-4.076 €	55.422 €	55.422 €	521.298 €
AÑO 16	306.689,07	232.601,27	74.087,80	0,260	60.403 €	60.403 €	-4.157 €	56.246 €	56.246 €	577.544 €
AÑO 17	305.002,28	231.509,36	73.492,92	0,265	61.322 €	61.322 €	-4.240 €	57.081 €	57.081 €	634.625 €
AÑO 18	303.324,77	230.421,58	72.903,19	0,270	62.254 €	62.254 €	-4.325 €	57.929 €	57.929 €	692.554 €
AÑO 19	301.656,48	229.335,11	72.321,38	0,276	63.200 €	63.200 €	-4.412 €	58.788 €	58.788 €	751.343 €
AÑO 20	299.997,37	228.250,47	71.746,90	0,281	64.159 €	64.159 €	-4.500 €	59.659 €	59.659 €	811.002 €
AÑO 21	298.347,39	227.169,51	71.177,87	0,287	65.132 €	65.132 €	-4.590 €	60.542 €	60.542 €	871.544 €
AÑO 22	296.706,48	226.091,66	70.614,82	0,292	66.120 €	66.120 €	-4.682 €	61.438 €	61.438 €	932.982 €
AÑO 23	295.074,59	225.016,12	70.058,47	0,298	67.121 €	67.121 €	-4.775 €	62.346 €	62.346 €	995.328 €
AÑO 24	293.451,68	223.943,73	69.507,95	0,304	68.137 €	68.137 €	-4.871 €	63.267 €	63.267 €	1.058.595 €
AÑO 25	291.837,70	222.874,43	68.963,26	0,310	69.168 €	69.168 €	-4.968 €	64.200 €	64.200 €	1.122.795 €
	7.801.306,72	5.899.402,06	1.901.904,60	---	1.451.396 €	1.221.730 €	-98.935 €	1.352.461 €	1.122.795 €	---

Coste equivalente del kWh generado a 25 años	0,056 €/kWh
% Descuento con respecto al coste actual de red	71,13%

8.7. ANEXO VII: FICHAS TÉCNICAS



TITAN
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE

G5.6

RSM132-8-645M-670M

132 CELL Mono PERC Module	645-670Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.6% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0-+3%
- Dual stage 100% EL inspection warranting defect-free product
- Module imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - + IEC61215:2016, IEC61730-1/-2:2016
 - + ISO 9001:2015 Quality Management System
 - + ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - + ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

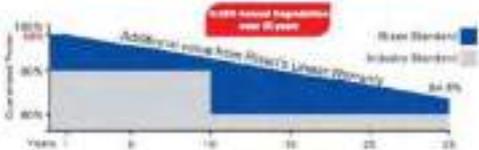
RISEN ENERGY CO., LTD
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high performance solar production products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility scale power generation. The company, founded in 1999, and publicly listed in 2015, complete sales generation for its chosen global customers. Through commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, since Risen Energy's first Solar PV business ventures which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With top market presence and strong financial backability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we strive for the rising value of green energy.

Techon Industry Zone, Xinghai 315611 Ningbo (PRC)
Tel: +86 574 50685216 Fax: +86 574 50551688
E-mail: market@risenenergy.com; Website: www.risenenergy.com



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



The graph shows power output percentage over 25 years. At Year 0, power is 100%. At Year 12, it is 97.5% (3% loss). From Year 12 to Year 25, there is an additional 2% loss, resulting in 95.5% power output at Year 25. The Risen Standard is 95% and the Industry Standard is 90%.

THE POWER OF RISING VALUE

powered by Confidence



Dimensions of PV Module



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM123-4-40W	RSM123-4-50W	RSM123-4-60W	RSM123-4-80W	RSM123-4-90W	RSM123-4-120W
Rated Power P_{max} (Wp)	645	808	855	600	965	870
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	45.55	45.30	45.55	45.75	45.95	46.15
Short Circuit Current I_{sc} (A)	18.18	18.25	18.28	18.33	18.38	18.43
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	37.58	37.76	37.94	38.12	38.50	38.46
Maximum Power Current I_{mp} (A)	17.17	17.22	17.27	17.32	17.37	17.42
Module Efficiency (%) *	20.8	20.8	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to IEC 60904-2.
 * Module Efficiency (%) Rounding off to the nearest number

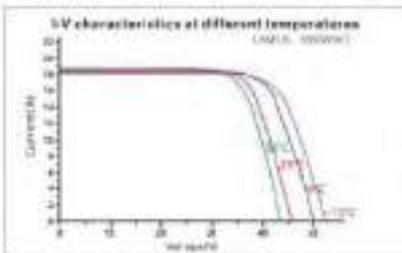
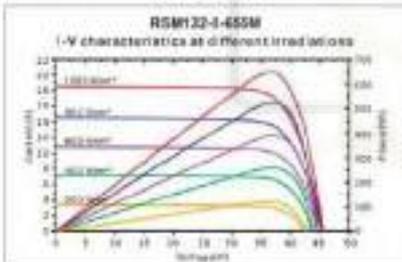
ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM123-4-40W	RSM123-4-50W	RSM123-4-60W	RSM123-4-80W	RSM123-4-90W	RSM123-4-120W
Maximum Power P_{max} (W)	488.8	492.4	496.2	500.0	503.8	507.6
Open Circuit Voltage V_{oc} (V)	41.99	42.18	42.36	42.55	42.73	42.92
Short Circuit Current I_{sc} (A)	14.87	14.95	14.99	15.03	15.07	15.11
Maximum Power Voltage V_{mp} (V)	34.87	35.04	35.21	35.38	35.54	35.71
Maximum Power Current I_{mp} (A)	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.21

NMOT: Irradiance at 801 W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL DATA

Cell type	Monocrystalline
Cell configuration	132 cells (6x11+6x11)
Module dimensions	2384x1303x35mm
Weight	34kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminum Alloy type 6005-2T6 Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky Bypass diodes
Cables	4 Core* (2AWG), Positive(+)(250mm), Negative(-)(250mm) (Connector Included)
Connector	Roan Twinned PV-SY02, IP68



Our Partners:

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	568
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Box gross weight (kg)	1105

©2022 HAN Energy. All rights reserved. Content is subject to the disclaimer on the back of the product. All trademarks are the property of their respective owners. All other trademarks are the property of their respective owners. All other trademarks are the property of their respective owners.

THE POWER OF RENEWABLE VALUE

SUN2000-100KTL-M1
Smart PV Controller



Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández



Smart

Smart IV Curve Diagnosis supported



Efficient

Max. efficiency 98.8%



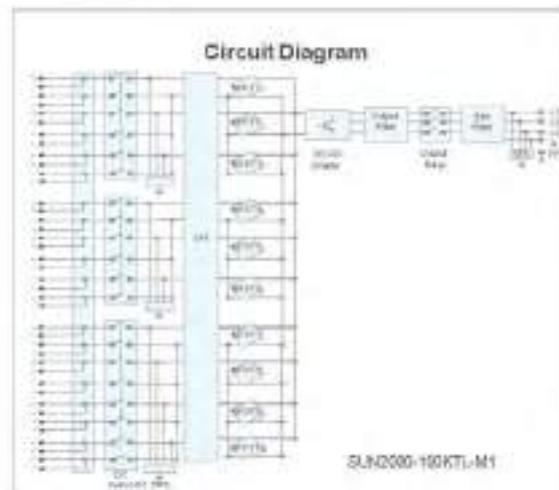
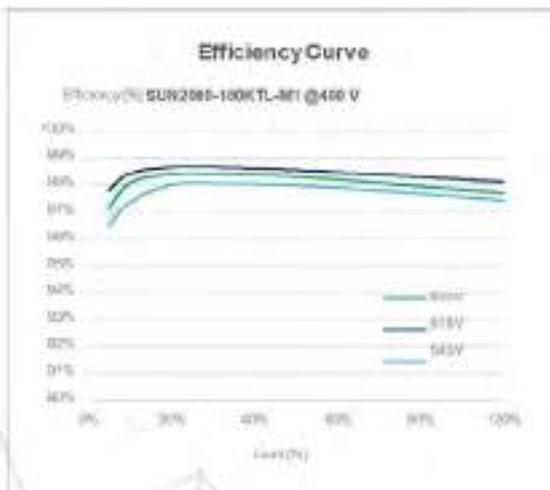
Safe

Fuse-free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SOLAR WURMEI COMEADI

SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M1
Efficiency		
Max. Efficiency		98.9%
European Efficiency		98.6%
Input		
Max. Input Voltage		1,100 V
Max. Current per MPPT		25 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range		200 V - 1,000 V
Rated Input Voltage		600 V
Number of Inputs		30
Number of MPPT Trackers		10
Output		
Rated AC Active Power		100,000 W
Rated AC Apparent power		100,000 VA
Max. AC Apparent Power		110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		110,000 W
Rated Output Voltage		400 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current		144.4 A
Max. Output Current		163.4 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LD - 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		<3%
Protection		
Input-side Disconnect Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Disconnect Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Communication		
Display		LED indicators, Bluetooth/WLAN + APP
RS485		Yes
USB		Yes
Modbus		Yes (isolation transformer required)
General Data		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 385mm (40.7 x 27.6x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)		90 kg (197.4 lb)
Operating Temperature Range		-25°C - 60°C (-13°F - 140°F)
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft)
Relative Humidity		0 - 100%
DC Connector		Staubli MC4
AC Connector		Waterproof Connector + OTDT Terminal
Protection Degree		IP65
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
Country of Manufacture		China
Standard Compliance (more available upon request)		
Safety		ENIEC 62109-1, ENIEC 62109-2, IEC 62116
Grid Connection Standards		AS4775-4777.2:2020

SmartLogger3000A



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente caro.



Seguro

Fácil de instalar en el sitio.



Fiable

Protección contra sobretensiones.

Especificaciones técnicas:	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Gestión de dispositivos		
Max. Número de dispositivos manejables	80	
Interfaz de comunicación		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 2, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
NRUS	NRUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PSC	Nv 400ps
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1, B3, B34, B35, B7, B8, B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : B5/B50/1000/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE : B5/B180/1800/1900 MHz ²	
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 1, AI x 4	
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé sensor)	
Protocolo de comunicación		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (ordenario), DL / T645	
Interacción		
LED	LED indicador x 3 - RUN, ALM, 4G	
WEB	Web incorporada	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio	
Ambiente		
Rango de temperatura de operación	-40°C - 60°C	
Temperatura de almacenamiento	-40°C - 70°C	
Humedad relativa (sin condensación)	5% - 95%	
Max. Altitud de operación	4000 m	
Alimentación		
Fuente de alimentación de CA	100 V - 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V	
Consumo de energía	Típico 0 W, Max. 15 W	
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin oreja de montaje y antena)	
Peso	2 kg	
Grado de protección	IP20	
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en DIN, montaje de mesa	

¹ El rendimiento de la cobertura puede variar en función de las condiciones de uso.
² Para obtener más información sobre las opciones de frecuencia de operación, póngase en contacto con el distribuidor local.

Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM: analizador con memoria



COMPACTO, ECONÓMICO
Y SEGURO

Janitza®



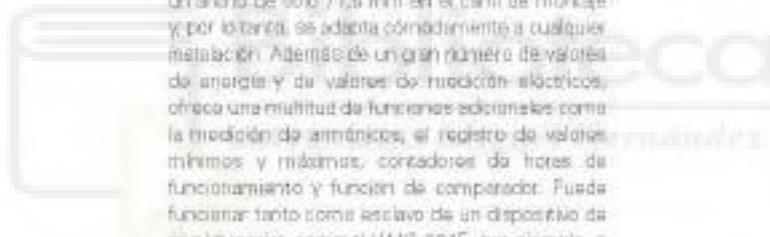
Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

Gran capacidad de memoria de datos de medición para mayor seguridad

Con mediciones que se limiten al punto de acoplamiento a la red general (POC) no se pueden lograr evaluaciones cualificadas sobre el consumo y la calidad de la energía. Si se desea descubrir fallos o consumos inadecuados de energía, se requiere la adquisición de datos en varios puntos de la red, es decir, la resolución de la medición es crítica. Pero esto es a menudo una cuestión de espacio y costes.

El nuevo UMG 103-CBM es la solución ideal para esta tarea. El dispositivo de medición universal, extremadamente compacto y económico, requiere un ancho de sólo 71,5 mm en el carril de montaje y, por lo tanto, se adapta cómodamente a cualquier instalación. Además de un gran número de valores de energía y de valores de medición eléctricos, ofrece una multitud de funciones adicionales como la medición de armónicos, el registro de valores mínimos y máximos, contadores de horas de funcionamiento y función de comparador. Puede funcionar tanto como esclavo de un dispositivo de nivel superior, como el UMG 504E, por ejemplo, o conectado directamente a un PC.



Adquisición de datos mediante el sector IT

Una gran variedad de áreas de aplicación están disponibles gracias al reloj, la batería y la memoria. Es adecuado para la medición y comprobación de las características eléctricas, el consumo de energía y el control de la calidad de la energía, p.ej. armónicos. Entre las aplicaciones recomendables se incluyen los sistemas de distribución de energía, contabilidad de centros de coste y monitorización de valores umbral, y también se puede utilizar como transductor de valores medidos para sistemas de gestión de edificios o PLCs.

Janitza®

Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

PROTEGEMOS SUS DATOS

Copia de seguridad de datos local | con memoria | batería de reloj

El modelo UMG 103-CBM de Janitza se basa en la probada tecnología del modelo UMG 103. El reloj, la batería y la memoria de datos de medición permiten a este dispositivo realizar aplicaciones completamente nuevas. Por un lado, la seguridad de los datos aumenta considerablemente. Esto es fundamental

cuando hay que adquirir los datos de energía individualmente para cada unidad de la empresa o cliente. Por otro lado, el dispositivo puede funcionar como una solución independiente en áreas en las que la monitorización de red diferenciada era anteriormente demasiado cara.



Tecnología comprobada, prestaciones nuevas. El nuevo UMG 103-CBM con reloj, batería y memoria de datos de medición.



Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

Sus ventajas

8 ventajas para Ud.

- 1 Redundante - Seguridad máxima para sus datos medidos en la memoria del dispositivo.
- 2 No se requiere una línea de alimentación separada.
- 3 Configuración fácil de la dirección Modbus.
- 4 Flexible y de uso universal.
- 5 Instalación simple - Instalación rápida con terminales de tornillo.
- 6 Ahorro de espacio y costes durante la instalación.
- 7 El propio dispositivo de medición tiene un consumo de energía muy bajo.
- 8 Siempre actualizado con actualizaciones de firmware.

Janitza®

5



UMG 103-CBM analizador con memoria

COMPACTO Y UNIVERSAL

La construcción del UMG 103-CBM es tan compacta que incluso puede encontrar espacio en un cuadro de distribución totalmente instalado. De esta forma, puede funcionar como un módulo incorporado en un sistema de adquisición de energía para toda la empresa o bien como un punto de medición individual. Gracias

al reloj, la batería y la memoria de valores medidos, no es necesario un enlace de comunicación permanente con un PC para guardar los datos medidos. Sin embargo, los datos históricos y actuales se hallan disponibles de forma fiable.

Datos técnicos

Tensión auxiliar hasta 277 V
Gama amplia - aplicable en numerosas aplicaciones

Tensión medida hasta 480 V

Clase de precisión
Clase de energía efectiva 0,5S IEC/EN62053-22:2003
para transformador de corriente - 5 A

Medición de tensión y corriente

Entradas de medición de tensión y corriente
Muestreo continuo de las entradas de medición de tensión y corriente

Medición de tensión
Categoría de sobretensión: 300 V CATIII

Medición de componentes secuenciales positivos, negativos y cero
Conocimiento de los factores perturbadores capaces de dañar los motores, por ejemplo

Medición de la potencia de distorsión reactiva
Detección de cargas de corriente innecesarias, p. ej. para cuadros de distribución, transformadores hasta los consumidores





UMG 103-CBM analizador con memoria

RESUMEN DE VENTAJAS

Registro de datos medidos

Memoria de datos de medición y energía

Si todos los perfiles están activados, se pueden guardar 400.000 valores medidos - esto equivale a un período de 144 días.

Reloj

Datos medidos con marca de tiempo exacta.

Valores mínimos, máximos y de trabajo

Memorización de los valores mínimo, máximo y de trabajo.

Comunicación e interfaz

RS485

- RS485 con conexión a tierra y enchufe de 3 pines (A, B, GND)
- Separación galvánica incl. convertidor CD/CD

Configuración fácil de la dirección Modbus

Configuración clara e intuitiva directamente en el dispositivo.

Funciones adicionales

Factor CREST

- Medición para la calidad de energía
- Funcionamiento a prueba de fallos

Comparador

- 2 grupos de comparadores con 3 comparadores cada uno (A/C)
- Los resultados de los comparadores A hasta C pueden ser combinados con operadores AND/OR (se pueden leer a través de Modbus)

Mucha memoria!

Datos:

Tensión L1, L2, L3
 Corriente L1, L2, L3
 Potencia L1, L2, L3
 Potencia reactiva L1, L2, L3
 Potencia aparente L1, L2, L3
 THD (U) L1, L2, L3
 THD (I) L1, L2, L3
 Energía efectiva L1, L2, L3
 Energía reactiva L1, L2, L3
 (27 valores) intervalos de 15 min., resultando en un **período de registro de 144 días**
 (15 min * 13824 = 3456 horas (144 días))

Datos:

Tensión L1, L2, L3
 Corriente L1, L2, L3
 Potencia L1, L2, L3
 Potencia reactiva L1, L2, L3
 Potencia aparente L1, L2, L3
 THD (U) L1, L2, L3
 THD (I) L1, L2, L3
 Energía efectiva L1, L2, L3
 Energía reactiva L1, L2, L3
 (27 valores) intervalos de 1 hora, resultando en un **período de registro de 1,5 años**
 (1 hora * 13824 = 13824 horas (1,5 años))

Ejemplo 1

Ejemplo 2



Janitza®



Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

REVOLUCIÓN INDUSTRIAL

El UMG 103-CBM: ideal para aplicaciones Industria 4.0

Industria 4.0 - por un lado esto significa conexión en red y por otro lado control inteligente profundo en el campo del sistema. Los datos recogidos por los sensores en la punta del brazo del robot se transmiten a un equipo de desarrollo al otro lado del mundo. Esta tecnología requiere una fuente de alimentación con la mayor calidad y fiabilidad. El procesamiento de datos en tiempo real no soporta caídas de tensión. Por lo tanto, es lógico que el suministro de energía no se centre con una multitud de instrumentos, sino que se integre en un único y robusto sistema de control, tal y como propone la filosofía de Industria 4.0. Para ello, el especialista en técnica de medición Janitza ha desarrollado el sistema de monitorización 3 en 1.

El UMG 103-CBM es un bloque de construcción ideal para la adquisición de datos de medición en tiempo real. En combinación con dispositivos maestros (p.ej. UMG 604E o UMG 96RM-E) y al software GridVis® esto permite realizar soluciones escalables. Todos los datos se guardan de forma centralizada en una base de datos y se pueden registrar y analizar con GridVis®. Esto no solo ahorra costes directos durante la compra, sino que también simplifica los tareas de integración, formación y mantenimiento. Ya que toda la información se puede consultar a través de interfaces comunes, normalizadas, la monitorización 3 en 1 se adapta perfectamente al concepto Industria 4.0.

La gama de productos Janitza abarca todas las áreas relevantes:

- Gestión de energía según ISO 50001 (adquisición de V, A, Hz, kWh, kW, kVAh, kvar...)
- Control de calidad de potencia (armónicos, parásitos, caídas de tensión, fluctuantes, etc.)
- Control corriente residual (RCMI)



Mediciones secundarias en el proceso, directamente en la máquina

Industria 4.0

Janitza®

9

Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

Ilustración de aplicación típica con 2 fuentes de alimentación

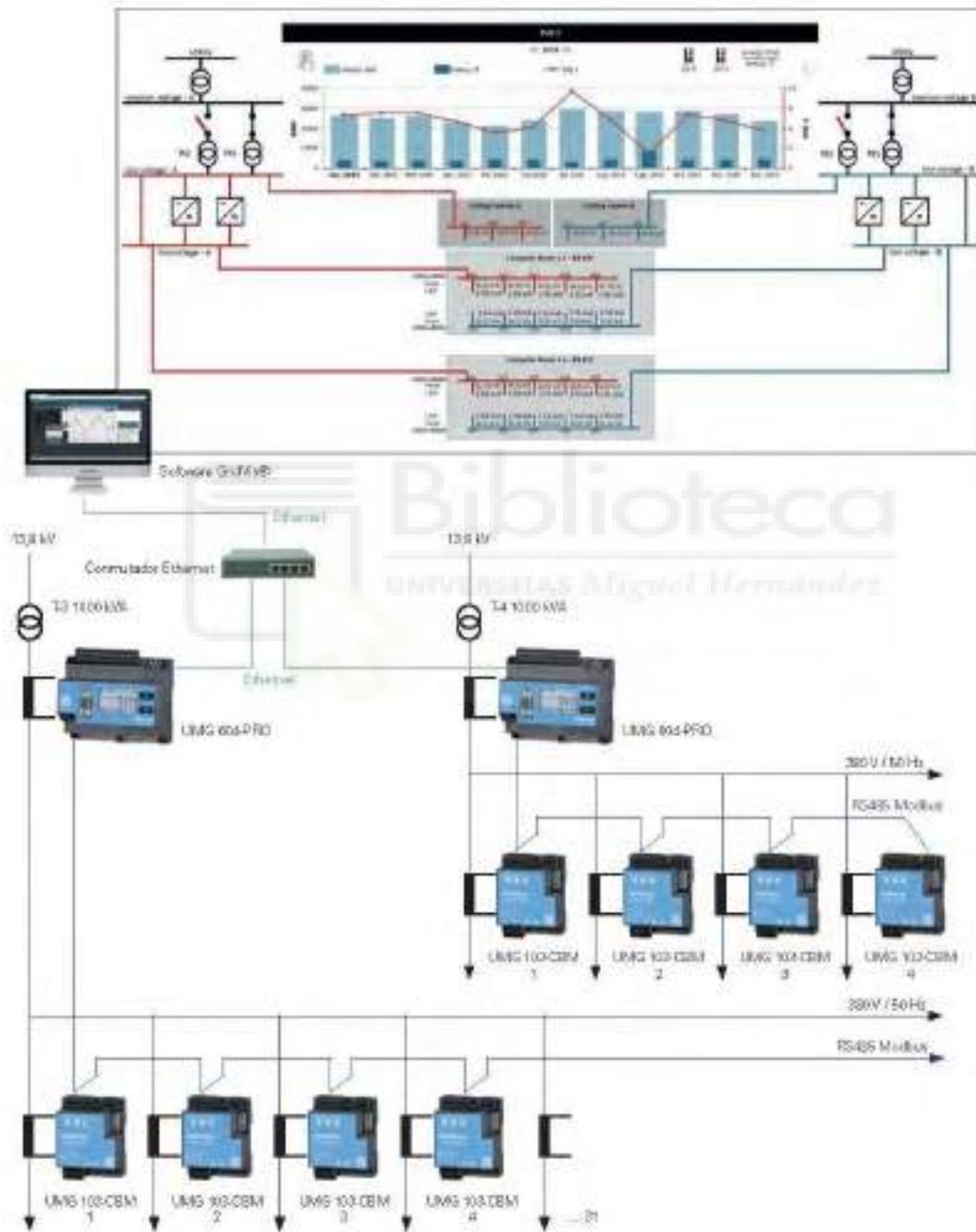


Fig.: Ilustración de aplicación típica con 2 fuentes de alimentación, UMG 604-PRO como dispositivo de medida en masa en la fuente de alimentación principal y UMG 103-CBM para medir las salidas de baja tensión.

Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

Diagrama de conexión

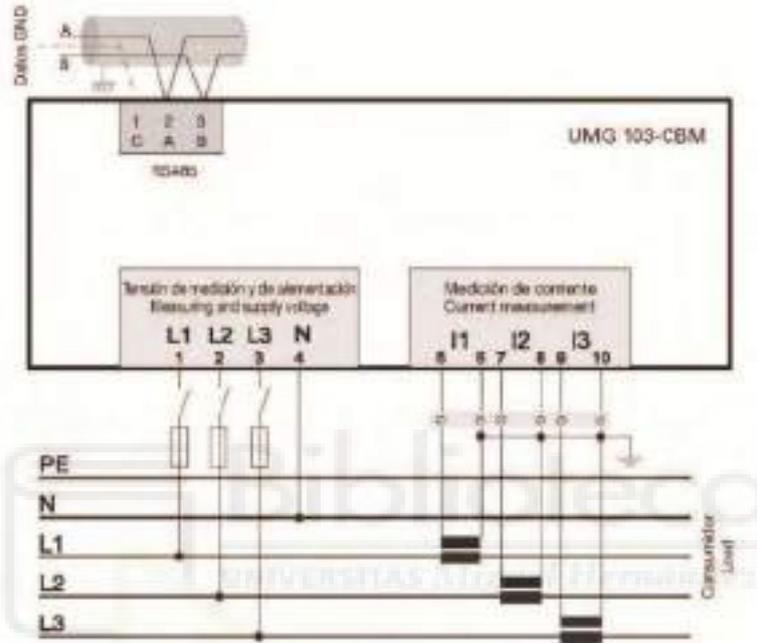
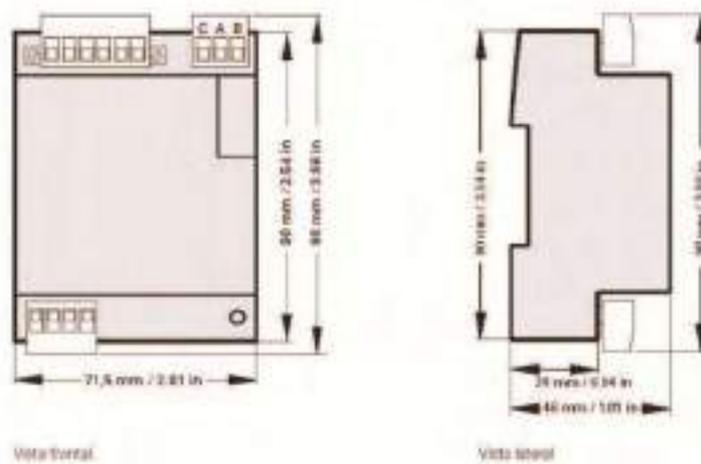


Diagrama de dimensiones



Janitza®

Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

Evaluación de resultados



Conexión de varios UMG 103-CBM a un PC a través de un UMG 6047PG (con opción Ethernet)



Conexión de un UMG 103-CBM a un PC a través de un convertidor de niveles.

UMG 103-CBM	Artículo Nº. 52.26.001
Tensión auxiliar	
Alimentación memoria	115 - 277 V AC (+10%), 50/60 Hz
Alimentación núcleo	90 - 277 V AC (+10%), 50/60 Hz
General	
Uso en redes de baja y media tensión	+
Precisión en tensión	0,2 %
Precisión en corriente	0,5 %
Precisión en energía activa (60V, 100 A)	Clase 0,5S
Número de puntos de medición por período	300
Medición instantánea	+
RMS - valor instantáneo	
Corriente, tensión, frecuencia	+
Potencia activa, reactiva y aparente / total y por fase	+
Factor de potencia (total y por fase)	+
Medición de energía	
Energía activa, reactiva y aparente (L1, L2, L3, LL1, LL3)	+
Número de tarifas	4
Registro de los valores medidos	
Tensión, corriente / actual y máximo	+
Potencia activa, reactiva y aparente / real y máximo	+
Frecuencia / actual y máximo	+
Modo de cálculo de necesidades (función binomial / térmica)	+
Otras mediciones	
Medición de horas de funcionamiento	+
Medición para la calidad de energía	
Armónicos individuales / corriente	1 - 40
Armónicos individuales / tensión	1 - 40
Factor de distorsión THD-U en %	+
Factor de distorsión THDI en %	+
Corriente y tensión, componente de corriente positiva, cero y negativa	+
Registro de datos medidos	
Canal de medición de corriente	3
Período de registro	Hasta 144 días
Memoria (Flash)	2MB
Batería	BR H02A
Plata	+
Lectura en línea con GridView®	+
Valores medidos, mínimos y máximos	+
Interfases	
RS485 / Auto baudio, 0,6 - 115,22 kbps / terminal de terminal	+
Protocolos	
Modbus RTU	+
Base de datos (Janitza DB, Derby DB) soportadas por GridView® Básico	
Reportes manuales (energía, calidad de energía)	+
Vistas de topología	+
Lectura automática de los dispositivos de medición	+
Juegos de gráficos	+
Programación / valores umbral / gestión de alarmas	
Comparar 12 grupos con 3 comparadores cada uno	+

Smart Energy & Power Quality Solutions

UMG 103-CBM analizador con memoria

Datos técnicos	
Tipo de medición	Medición continua del valor real eléctrico hasta el armónico 40
Tensión nominal, trifásica, 3 conductores	Hasta un máx. de 277 / 280V AC (+ 10%)
Edición en cuadrantes	4
Fases	3x, TT
Entrada de tensión medida	
Categoría de sobretensión	500V Cat II
Rango de medición, tensión L-N, AC (sin transformador)	50 - 277Vrms (+/- 10%)
Rango de medición, tensión L-L, AC (sin transformador)	50 - 480Vrms (+/- 10%)
Resolución	0,01 V
Rango de medición de frecuencia	45 hasta 45 Hz
Consumo de potencia	1,5 VA
Medición de sobretensión	4 kV
Frecuencia de muestreo	5,4 kHz / fase
Entrada de corriente medida	
Corriente nominal	1 / 5 A
Resolución	0,1 mA
Rango de medición	0,05 - 9 Amperios
Categoría de sobretensión	200V Cat II
Medición de sobretensión	2 kV
Consumo de potencia	Aprox. 0,2 VA (0,1 + 0 mOhm)
Sobrecarga durante 1 seg.	60 A (sin pérdida)
Frecuencia de muestreo	5,4 kHz / fase
Propiedades mecánicas	
Peso	200 g / 0,44 lb
Dimensiones del dispositivo en mm (A x B x P)	Aprox. 80 x 71,5 x 46
Dimensiones del dispositivo en mm (A x B x P)	Aprox. 3,89 x 2,81 x 1,91
Clase de protección según EN 60529	IP20
Montaje según IEC EN 60949-1 / DIN EN 50022	Carril DIN de 35 mm
Fije de conexión (U / I)	
Un solo núcleo, multínúcleo, trenzado fino	0,08 hasta 2,5 mm ²
Espesor de terminales, recubrimiento del extremo del núcleo	1,5 mm ²
Condiciones ambientales	
Rango de temperatura	Funcionamiento: 0SE (-25 ... +60 °C) / 0U (0 °C)
Humedad relativa	Funcionamiento 5 hasta 95 % a 25 °C / 77 °F)
Altura de trabajo	Hasta 2000 m sobre el nivel del mar
Grado de contaminación	2
Posición de montaje	cualquiera
Software GridVis® Básico*	
Crea en línea	+
Firmware	
Actualización de firmware	Actualización a través del software GridVis® Descarga de firmware (gratuito) del sitio web: http://www.janitza.com



Ejemplo de topología UMS 004PRD (Master) / UMG 103CBM (Esclavo)

Biblioteca Miguel Hernández

Control de potencia

Consejo:
Para información técnica detallada, consulte el manual de instrucciones y la lista de decisiones Webbus.

+ = incluido - = no incluido

*El software GridVis® Básico se incluye con los paquetes GridVis® Professional, GridVis® Service y GridVis® Ultimate.

SISTEMAS DE CON "MADE IN

Dispositivos de medición digitales integrados

Soluciones individuales y personalizadas para RCM, tecnología de medición de calidad de energía y potencia para satisfacer todas las necesidades

Dispositivos de medición de energía

GridVis® software de visualización de redes

Software para el desarrollo de un sistema de monitorización RCM, energía y calidad de energía. Disponible tanto para PC como para web

GridVis®

Portal de Energía (SaaS)

La solución Cloud para su gestión energética

Portal de energía

APPs

Desarrollos basados en software con "know-how"

APPs



CONTROL DE ENERGÍA GERMANY™



Registro de datos de energía, visualización del consumo de energía, reducción de costes

Hoy en día, la gestión energética no sólo es importante para el medio ambiente y la sociedad, sino que también es un factor clave de competitividad. Sólo aquellos capaces de mantener el control sobre su consumo de energía podrán reducir costes y aumentar la eficiencia. Para asegurar el uso óptimo de los dispositivos de medición, Janitza ofrece los accesorios correspondientes y el software a medida - un paquete completo para garantizar una gestión eficiente de energía.

La amplia gama de productos de Janitza abarca desde transformadores de corriente y dispositivos de medición, pasando por dispositivos de comunicación y entornos informáticos, hasta soluciones de software y bases de datos, incluyendo análisis y evaluaciones de datos. Después de la formulación de la solución técnica, Janitza brinda soporte durante todo el ciclo de vida del producto. **Para obtener más información, visita nuestro sitio web en www.janitza.com**



Janitza®

Smart Energy & Power Quality Solutions

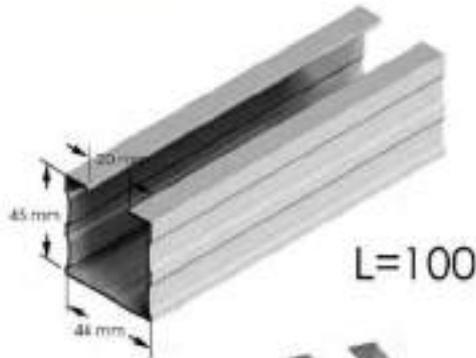
Janitza electronics GmbH
Vor dem Polstück 6 | 35633 Lahnau
Alemania

Tel: +49 6441 9642-0
Fax: +49 6441 9642-30
info@janitza.com | www.janitza.com

Distribuidor

Artículo Nº: 33.33.711 - Doc. Nº: 2.600.119.8 - Versión: 06/2019 - Sujeta a modificaciones técnicas.
La última versión del folleto está disponible en www.janitza.com

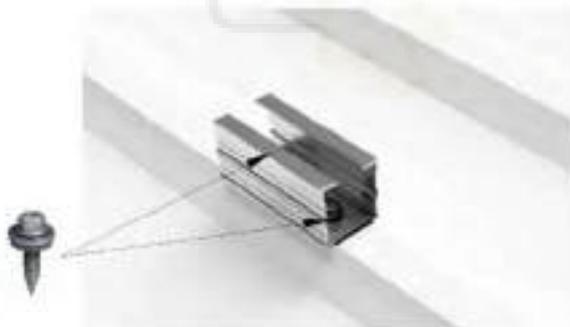
Janitza®



Accesorios compatibles
(no incluidos)



Junta de estanqueidad EPDM
premontada en microrail



2 tornillos por fijación



Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad. Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.

SG3 100

Fijación para todo tipo de cubiertas metálicas grecadas.

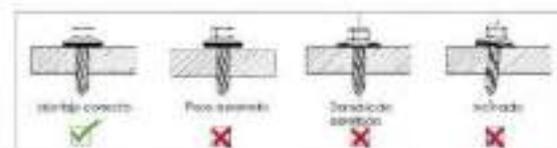
Ancaje sobre la greca.

Para todas las tamaños de módulos.

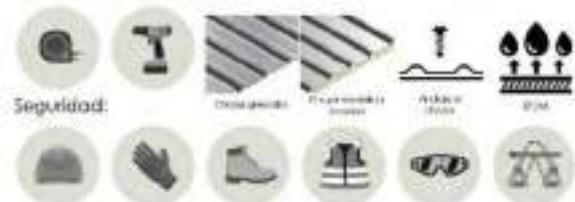
Perfileo de aluminio EN AW 6005A T6

Incluye junta de estanqueidad EPDM,
Tornillería de anclaje no incluida.

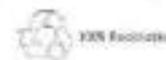
Cómoda instalación.



Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado
ES19/B6524 CE

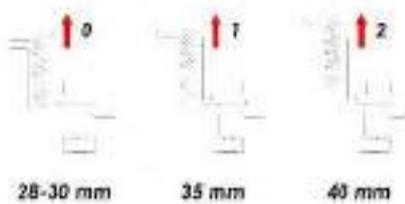


SUNFER



Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.

Espesores de módulos admitidos



Materiales: Ferrería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillo de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



Pie de soporte
Cavado, color: 31mm

Seguridad:

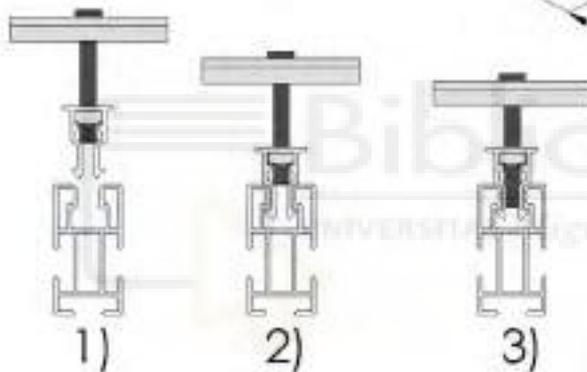
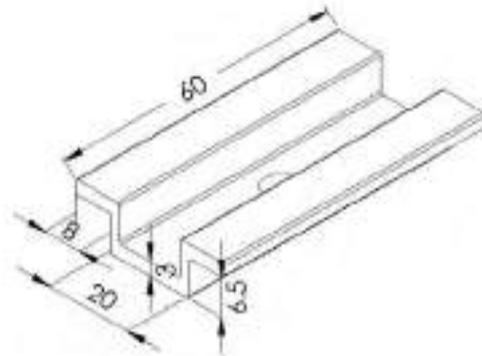


Mercado
ES19/86524 **CE**

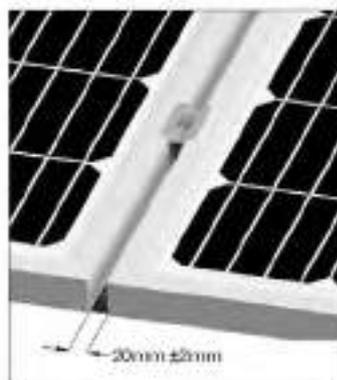
Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.



SUNFER



- 1) Alinear presor con el perfil
- 2) bajar hasta hacer clic
- 3) roscar el tornillo.



Válido para medidas de espesor de módulo de 28 mm a 40 mm. Para espesores diferentes solicitar bajo pedido.

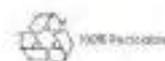
Materiales: Perfilado de aluminio EN AW 6005A 16
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Herramientas necesarias:



Torquímetro,
Tornillo Presor

Seguridad:



Marcado
ES19/86524 CE

Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.

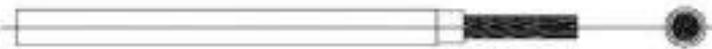


TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

TÜV solar PV cable.

BASED ON: EN 50618 / IEC 62930 / UL1 C 32-502

DESIGN



Conductor

Class 5 (flexible) tinned copper, based on EN 60228 and IEC 60228.

Insulation

Low smoke zero halogen (LSZH) cross linked rubber insulation.

Outer sheath

Low smoke zero halogen (LSZH) cross linked rubber outer sheath, red or black colour.

APPLICATIONS

The Topsolar® PV H1Z2Z2-K cable, which is TÜV certified according to IEC 62930 and EN 50618, is suitable for both fixed and mobile solar installations (solar farms, rooftop solar installations and floating plants).

It is a highly flexible cable compatible with all major connectors and specially designed for the connection of photovoltaic panels. This versatile single-conductor cable is designed to meet the varying needs of the solar industry. Suitable for wet, damp and humid locations.

- Solar PV installations - string cable.

PV WIRE ALSO
AVAILABLE



More information at: www.topcable.com

TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

SOLAR CABLES

EN 50618 / IEC 62930

Top Cable

SOLAR CABLES

FEATURES

-  **Electrical performance**
Low voltage: 1.5/1.5 kV (0.8 kV DC)
(0.8/0.8 kV U₀/U_c)
-  **Based on**
EN 50498 / IEC 62916 / ITC C33-502
-  **Standards and approvals**
TUV / RETE / CE / RoHS
-  **CPR (Construction Products Regulation)**
C₂ s1, c2, d1
-  **Thermal performance**
Maximum service temperature: 120°C
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s)
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations)
-  **Fire performance**
Flame non-propagation based on EN 60332/1 and IEC 60332A-2
Fire non-propagation based on EN 60332-3
Reaction to fire CPR: C₂ s1, c1, d1 according to EN 13501
LSZH (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1
Low smoke emissions based on EN 60334 and IEC 60334 (light resistance > 60%)
Low corrosive gases emissions based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2
-  **Mechanical performance**
Minimum bending radius: 15x cable diameter
Impact resistance: AG2 Medium severity
-  **Chemical performance**
Chemical & Oil resistance: Excellent
Grease & mineral oils resistance: Excellent
UV UV Resistant based on EN 50498
O₂ Ozone resistant based on EN 50498
-  **Water performance**
Water protection: A08 (submerged)
-  **Other**
Marked by meter marking
Estimated lifetime: 25 years based on EN 50498
 Optional: solvent proof and termita proof
-  **Installation conditions**
Open Air
Buried
On conduct
-  **Packaging**
Available in reels (lengths of 100 m) and coils

More information at: www.topcable.com



TOPSOLAR[®] PV
H222-K



TOPSOLAR[®] PV
H222-K EUNA



TOPSOLAR[®] PV
AL 500 V



TOPSOLAR[®] PV
AL 3xV PV WFE



TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K

Dimensions & admissible intensities

Cross section (mm ²)	Diameter (mm)	Weight (kg/km)	Open air (N)	Int. on surface (N)	Int. adjoining to surface (N)	Voltage drop (V/kVkm)
1 x 1.5	4.6	35	30	29	24	38.2
1 x 2.5	5.0	45	41	39	31	29.0
1 x 4	5.4	60	53	52	41	21.3
1 x 6	6.0	80	70	67	57	16.49
1 x 10	7.0	120	98	93	77	12.46
1 x 16	8.2	180	132	125	107	9.47
1 x 25	10.2	280	185	167	142	7.23
1 x 35	11.5	375	248	217	176	5.58
1 x 50	13.2	528	374	342	271	4.10
1 x 70	15.0	720	547	500	388	2.92
1 x 95	17.0	950	746	695	531	2.15
1 x 120	18.7	1175	988	914	700	1.62
1 x 160	21.0	1475	1266	1158	903	1.21
1 x 210	23.5	1905	1641	152	126	0.89
1 x 240	26.3	2345	2000	176	147	0.68

Maximum current capacity according to IEC 60364-5-52.
 For other installation conditions, please refer to correction factors in the appendix of this catalogue.
 Top Cable reserves the right to carry out any modification to the data sheets whatsoever without its express agreement.
 For more information please contact sales@topcable.com



EN 60100-0031



TOXFREE® ZH RZ1-K (AS)

Cable flexible de potencia, libre de halógenos, para locales de pública concurrencia.

NORMAS DE REFERENCIA: IEC 60502-1 / UNE 2123-4



B2ca
Cca

APLICACIÓN

El Toxfree® ZH RZ1-K (AS) es un cable libre de halógenos, con baja emisión de humos y no propagador del incendio. Su instalación es de uso obligado en locales de pública concurrencia como: hospitales, escuelas, museos, aeropuertos, estaciones de autobús, comercios en general.

CONSTRUCCIÓN

Conductor
Cobre electrolítico recocido, clase 5 (flexible) según UNE 60728 e IEC 60728.

Aislamiento
Poliétileno reticulado tipo XLPE según IEC 60602-1 y tipo DMX según HD 603.

La identificación estándar de los conductores aislados según la norma HD 308 es la siguiente:

- 1 x Natural
- 2 x Azul + Marrón
- 3 G Azul + Marrón + Amarillo/Verde
- 3 x Marrón + Negro + Gris
- 3x+1x Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
- 4 G Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
- 4 x Marrón + Negro + Gris + Azul
- 5 G Marrón + Negro + Gris + Azul + Amarillo/Verde
- 6 o más Negros numerados + Amarillo/Verde

Cubierta
Polioléfina ignífuga, libre de halógenos (LSHF), con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio, tipo STB según IEC 60502-1 y tipo DMZ-E según UNE 2123-4. Color verde.

CARACTERÍSTICAS

- Características eléctricas**
Baja tensión: 0,6/1 KV.
- Características térmicas**
Temperatura máxima del conductor: 90°C.
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5s)
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección)
Temperatura mínima de instalación y manipulación: 0°C.
- Características frente al fuego**
No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.
No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3 / IEC 60332-3 y EN 50199.
Reacción al fuego CPR: B2ca-sla, d1, a1 o Cca-sla, d1, a1 (según sección) según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
Baja emisión de humos según UNE-EN 60334 / IEC 60334.
Transmitancia luminosa > 80%.
- Características mecánicas**
Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AGZ Medio.
- Características medioambientales**
Resistencia a los ataques químicos: Aceptable.
Resistencia a los rayos ultravioleta según UNE 21105 y UNE-EN 50616.
Presencia de agua: AD5 Chorros de agua.
- Condiciones de instalación**
Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES

- Norma de referencia**
IEC 60502-1 / UNE 2123-4
- ITC y certificaciones**
ITC: 9/14/15/20/28/30/31.
AENOR / SEC/ KEMA-KEUR / RoHS / CE
- CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)**
B2ca-sla, d1, a1 o Cca-sla, d1, a1 (según sección)





MOVILIDAD INTELIGENTE

El hogar de la carga

Cargador de pared Terra AC



- Calidad excelente
- Flexibilidad con garantía de futuro
- Seguridad y protección

El hogar de la carga
Cargador de pared Terra AC

II

CARGADORES DE PARED TERRA+AC

—

En ABB contamos con 130 años de experiencia en el liderazgo de tecnologías accesibles y una cartera de productos de carga de CA y CC líder en el mundo para una movilidad segura, inteligente y sostenible.

Ese es el motivo por el que algunas de las marcas más importantes del planeta confían en nosotros para proporcionar soluciones de movilidad eléctrica líderes en el mercado desde la autopista hasta casa.

—

ABB: El hogar de la carga

Ventajas del cargador de pared Terra AC

Calidad excelente



El **cargador de CA** que ofrece la **mejor relación calidad-precio** del mercado, y que proporciona la calidad excepcional que se espera del líder mundial en productos de carga de vehículos eléctricos.



Habilitada para actualizaciones **remotas del software** para garantizar un rendimiento óptimo al tiempo que se minimiza la necesidad de intervención en las instalaciones.



Gran variedad de opciones de conectividad, incluidas WiFi, Bluetooth y Ethernet para un control e integración sencillos con la infraestructura existente.

Flexibilidad con garantía de futuro



Funcionalidad inteligente significa que el cargador de pared puede adaptar el uso de su energía y ofrecer una carga optimizada, hoy y en el futuro.



Configurado para la **integración de un contador de energía** para ofrecer una gestión dinámica de la carga, lo que reduce los costes energéticos y evita los molestos accionamientos de dispositivos de protección.



Existe una **aplicación exclusiva** que proporciona a los usuarios una identificación sencilla y un fácil control de cargador ACm, junto con gran información del estado de la carga.

Seguridad y protección



Ha sido evaluado y probado por organizaciones de seguridad independientes para que cumpla los más altos estándares.



La **protección por limitación de corriente** permite una potencia de carga máxima sin molestos accionamientos, en consonancia con el diseño del sistema de distribución eléctrica de un edificio.



Las protecciones integradas, incluidas contra fallos de la toma de tierra de CC y sobretensiones, protegen tanto al usuario como el vehículo.

Carga más inteligente

Cartera de productos



Potencia nominal (kW)	Corriente máxima (A)	Tipo de conector o toma	Tipo	Código de pedido	Otras caract.	Descripción	Peso cont. (kg)	Certificación	Unidad mínima de embalaje
Monofásica									
3,7	16	Toma con interruptor tipo 2	TAC-W1-S	6AGC08587		TAC - 3,7 kW - Toma con interruptor, 1 fase/16 A	2	A	1
		Toma Tipo 2	TAC-W1-T-R	6AGC105912	RFID	TAC-3,7 kW Toma fase/16 A, RFID	2	A	1
1,4	32	Toma tipo 2	TAC-W1-T	6AGC085276		TAC - 1,4 kW - Toma, 1 fase/32 A	2	A	1
		Toma tipo 2	TAC-W1-T-R	6AGC085382	RFID	TAC - 1,4 kW - Toma, 1 fase/32 A, RFID	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W1-GS-R	6AGC085355	RFID	TAC - 1,4 kW - Cable 5 m, 1 fase/32 A, RFID	1,5	A	1
		Toma tipo 2	TAC-W1-T-R-C	6AGC085383	RFID, 4G	TAC - 1,4 kW - Toma, 1 fase/32 A, RFID, 4G	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W1-GS-R-C	6AGC085365	RFID, 4G	TAC - 1,4 kW cable 5m, 3F/32A, RFID, 4G	1,5	A	1
		Monofásica con pantalla y certificación MID							
1,4	32	Toma tipo 2	TAC-W1-T-RD-H	6AGC105881	RFID	TAC - 1,4 kW - Toma, 1 fase/32 A, MID, RFID, Display	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W1-GS-RD-H	6AGC105885	RFID	TAC - 1,4 kW - Cable 5 m, 1 fase/32 A, MID, RFID, Display	1,5	A	1
		Toma con tapa, tipo 2	TAC-W1-T-RD-HC	6AGC085274	RFID, 4G	TAC - 1,4 kW - Toma, 1 fase/32 A, MID, RFID, Display, 4G	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W1-GS-RD-HC	6AGC085368	RFID, 4G	TAC - 1,4 kW cable 5m, 3F/32A, MID, RFID, Display, 4G	1,5	A	1
Trifásica									
11	16	Toma tipo 2	TAC-W11-T-R	6AGC105908	RFID	TAC - 11 kW - Toma, 3 fases/16 A, RFID	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W11-GS-R	6AGC085256	RFID	TAC - 11 kW - Cable 5 m, 3 fases/16 A, RFID	1,5	A	1
		Toma tipo 2	TAC-W11-T-R-C	6AGC105911	RFID, 4G	TAC - 11 kW - Toma, 3 fases/16 A, RFID, 4G	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W11-GS-R-C	6AGC105909	RFID, 4G	TAC - 11 kW - Cable 5 m, 3 fases/16 A, RFID, 4G	1,5	A	1
22	32	Toma tipo 2	TAC-W22-T	6AGC085279		TAC - 22 kW - Toma, 3 fases/32 A	2	A	1
		Toma tipo 2	TAC-W22-T-R	6AGC085282	RFID	TAC - 22 kW - Toma, 3 fases/32 A, RFID	2	A	1
		Cable de 5m	TAC-W22-GS-R	6AGC085258	RFID	TAC - 22 kW - Cable 5 m, 3 fases/32 A, RFID, 4G	1,5	A	1
		Toma con tapa, tipo 2	TAC-W22-T-R-C	6AGC085283	RFID, 4G	TAC - 22 kW - Toma, 3 fases/32 A, RFID, 4G	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W22-GS-R-C	6AGC085257	RFID, 4G	TAC - 22 kW - Cable 5 m, 3 fases/32 A, RFID, 4G	1,5	A	1
Trifásica con pantalla y certificación MID									
11	32	Toma tipo 2	TAC-W11-T-RD-H	6AGC105887	RFID	TAC - 11 kW - Toma, 3 fases/16 A, MID, RFID, Display	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W11-GS-RD-H	6AGC105891	RFID	TAC - 11 kW - Cable 5 m, 3 fases/16 A, MID, RFID, Display	1	A	1
		Toma tipo 2	TAC-W11-T-RD-HC	6AGC105994	RFID, 4G	TAC - 11 kW - Toma con interruptor, 3 fases/16 A, MID, RFID, Display, 4G	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W11-GS-RD-HC	6AGC105890	RFID, 4G	TAC - 11 kW - Cable 5 m, 3 fases/16 A, MID, RFID, Display, 4G	1,5	A	1
22	32	Toma tipo 2	TAC-W22-T-RD-H	6AGC085280	RFID	TAC - 22 kW - Toma, 3 fases/32 A, MID, RFID, Display	2	A	1
		Toma con tapa, tipo 2	TAC-W22-T-RD-HC	6AGC085281	RFID, 4G	TAC - 22 kW - Toma, 3 fases/32 A, MID, RFID, Display, 4G	2	A	1
		Cable de 5m, tipo 2	TAC-W22-GS-RD-HC	6AGC085285	RFID, 4G	TAC - 22 kW - Cable 5 m, 3 fases/32 A, MID, RFID, Display, 4G	1,5	A	1

Accesorios del cargador de pared Terra AC

	Tipo de conector o toma	Código de pedido	Descripción	Cantidad	Unidad mínima de embalaje
Pedestal					
Para la instalación sobre el suelo					
Pedestal metálico básico 1 cargador	TAC Ped único	6AGC085345	Pedestal metálico 1 cargador, independiente, soporte mecánico	A	5
Pedestal metálico básico 2 cargadores	TAC Ped doble	6AGC085584	Pedestal metálico 2 cargadores, independiente, soporte mecánico	A	3
Pedestal metálico con casero integrado 1/2 cargadores	TAC-P 1-2 recargador	6AGC082396	Pedestal metálico para 1 ó 2 Terra, empalme espaldas.	A	3
Placa ciega pedestal doble	TAC Placa ciega	6AGC103029	Placa ciega para pedestales dobles 6AGC062326 y 6AGC085584	A	3
Tarjetas RFID(MIFARE)					
Tarjetas RFID con logotipo de AMU, paquete de 5	SCR-ab RFID tags	6AGC082175	Tarjetas con logo AMU RFID, bolsa 5 unidades	A	6
Tarjetas RFID en blanco, paquete de 5	SCR-blánk RFID tags	6AGC082176	Tarjetas sin logo RFID, bolsa 5 unidades	A	3
Cables de repuesto					
Longitud: 5m Para la sustitución del cable del cargador por cable existente					
Tipo 2, trifásico	SCR-TAC-cable T2 5m3P16A	6AGC082555	Cable con conector Tipo 2, como repuesto, 5 metros, 3 fases/16A	A	1
Tipo 2, monofásica	SCR-TAC-cable T2 5m1P32A	6AGC082554	Cable con conector Tipo 2, como repuesto, 5 metros, 1 fase/32A	A	5
Tipo 2, trifásico	SCR-TAC-cable T2 5m3P32A	6AGC082556	Cable con conector Tipo 2, como repuesto, 5 metros, 3 fases/32A	A	3
Cables de carga					
Longitud: 7m Cables con 2 conectores del mismo tipo o diferentes					
Cables de carga monofásico					
Alargador con conectores Tipo 1-Tipo 2, 7 metros, 1 fase/16 A	TAC-cable T2-T1 7m1P16A	6AGC082538	Alargador con conectores Tipo 1-Tipo 2, 7 metros, 1 fase/16 A	A	3
Alargador con conectores Tipo 2-Tipo 2, 7 metros, 1 fase/32 A	TAC-cable T2-T2 7m1P32A	6AGC082539	Alargador con conectores Tipo 2-Tipo 2, 7 metros, 1 fase/32 A	A	3
Alargador con conectores Tipo 1-Tipo 2, 7 metros, 1 fase/32 A	TAC-cable T2-T1 7m1P32A	6AGC082539	Alargador con conectores Tipo 1-Tipo 2, 7 metros, 1 fase/32 A	A	3
Cables de carga trifásico					
Alargador con conectores Tipo 2-Tipo 2, 7 metros, 3 fases/16 A	TAC-cable T2-T2 7m3P16A	6AGC082536	Alargador con conectores Tipo 2-Tipo 2, 7 metros, 3 fases/16 A	A	3
Alargador con conectores Tipo 2-Tipo 2, 7 metros, 3 fases/32 A	TAC-cable T2-T2 7m3P32A	6AGC082537	Alargador con conectores Tipo 2-Tipo 2, 7 metros, 3 fases/32 A	A	3
Garantías extendidas					
Garantía extendida 3 años	TAC Garantía 3	6AGC084053	Garantía extendida 3 años	A	3
Garantía extendida 4 años	TAC Garantía 4	6AGC084054	Garantía extendida 4 años	A	3
Garantía extendida 5 años	TAC Garantía 5	6AGC084055	Garantía extendida 5 años	A	3

CARGADOR DE PARED TERZA AC

Especificaciones técnicas

Información del producto	
Tipo de carga	Carga de modo 3, nivel 2
Corriente y potencia nominal de entrada/salida	Clasificaciones IEC: Monofásica hasta 1,4 kW/32 A Trifásica hasta 22 kW/32 A
Tensión de entrada/salida	Monofásica: 230 ... 240 V Física: 380 ... 415 V, 50/60 Hz
Tipo de red	T1, TN, TT
Tipo de conector o toma	Entrada de tipo 2 con tapa Cable de tipo 2. El cable puede enrollarse alrededor del cargador
Protección	Sobrecarga, sobretensión, subtensión, protección diferencial 30mA incluyendo protección IMA corriente continua y protección contra sobretensiones transitorias integrada.
Categoría de sobretenión	II
Medición de energía	Contador de energía de grado de ingresos Class B (v./-1%), Certificación MID para las variaciones que lo incluyen
Compatibilidad móvil con conector nanosIM	UE: GSM, 4G, LTE, WCDMA
Contactos configurables disponibles	2 entrada, 1 salida
Interfaz de usuario	
Conectividad	WiFi, Ethernet (RJ45), Bluetooth, RS485/PI, 4G/3G
Autenticación de usuarios	Tarjeta RFID de 498 (se incluye 1) o aplicación móvil
User Interface	Aplicación móvil, portal web de ABB
Communication protocols	OCPP 1.6 y RS485/PI para la conexión de un contador de energía
Status Indication	5 LED multicolor
Configuración	
Actualización de software	OCPP 1.6, portal web de ABB o aplicación
Control y configuración	Portal web de ABB o aplicación
Características generales	
Duración	10 años, 16 h cargando, 8 h en espera, 3 sesiones de carga al día
Clasificación IP+IK	IP54, IK10 (IK8) para temperatura de funcionamiento de -35 a +50 °C
Altura de funcionamiento	4000 m
Rango de temperatura de funcionamiento	-35 ... +50 °C (puede aplicarse derateo)
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 ... +80 °C (factor de reducción)
Montaje	En panel o en el suelo con un pedestal
Dimensiones	A) x B) x C) 320 x 180 x 210 mm
Certificación y normativas	
Normativas de seguridad	IEC/EN 61851-1, IEC/EN 62311, IEC/UL 62479, IEC/UL 62955
Códigos y normativas	IEC 61852-21-2, EN 61000-6-1, EN 62300-6-2, EN 62000-6-2, EN 62200-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12 CE RED - WLAN/RFID/E-SETRA, EN 300 328 V2.1.1, EN 300 330 V2.1.1, EN 300 908-1 V11.1.2, EN 300 108-33, EN 50470-1, EN 50470-3 FCC Parte 15 Class B ENERGY STAR
Certificación	CE, CB, MID
Garantía	24 meses

Más inteligente por diseño

- La aplicación permite la configuración simplificada del cargador
- Listo para la integración con un sistema de energía avanzado para edificios inteligentes
- Las actualizaciones de software sencillas a través de la aplicación preparan el cargador para el futuro

Orientado al usuario

- Permite a los usuarios identificar su cargador a través de la aplicación móvil o de una tarjeta RFID. La configuración se realiza de forma sencilla a través de la aplicación móvil o del portal web de ABB
- Envía el estado de la carga a través de la aplicación móvil
- Proporciona información acerca del estado de los cargadores (disponibilidad, número de sesiones, distribución de energía)

Red de ventas Electrification

Área Cataluña y Baleares

C/ Ila de Buda, 55, Edificio C
08192 Sant Quirze del Vallès

Área Centro

San Romualdo, 13
28037 Madrid

Área Canarias

Antonio María Manrique, 3 - Planta 2a, Oficina 5
35011 Las Palmas de Gran Canaria

Área Norte

Bo Galindo, s/n, Edif. ABB
48510 Trapagarán

Gipuzkoa

Polígono de Aranguren, 6
20180 Olartzun

Aragón

Torre Aragónia, Sala 345
Avenida Juan Pablo II, piso 3º
50009 Zaragoza

Área Levante

Narciso Monturiol y Estarriol, 17-8
Edificio As Center Azul - Oficinas b-1, b-2, b-11
Parque Tecnológico
46960 Paterna

Murcia

Avda. Ciudad de Aranjuez, 18
30007 Murcia

Área Noroeste

Polígono San Cristóbal - c/ Plata, 14, Nave 11
47012 Valladolid

Galicia

Calle 2a, Parcela 11, Oficina 7
15190 - Rocumaco, A Coruña

Rúa Caramuxo, 70,
36213 Vigo,

Asturias

Avda. del Llano, 52 bajo
33209 Gijón

Área Sur

Avenida Pintor Sorolla, 125, 4o G
29018 Málaga

Avda. San Francisco Javier, 9
Edif. Sevilla 2, Planta 11, módulo 9
41018 Sevilla

Electrification

C/ Ila de Buda, 55
08192 Sant Quirze del Vallès
(Barcelona)
www.abb.es/baja-tension

Atención al Cliente:

Tel: 901 76 00 65
ES-SAIC.AtencionclienteBT@abb.com

Soporte Técnico

Para productos ABB:
sosporte-tecnico.abb@es.abb.com

Fábrica Niessen

Pol. Ind. de Aranguren, 6 20180
Olartzun (Gipuzkoa)
www.abb.es/niessen

Atención al Cliente:

Tel: 901 76 00 65
saic.niessen@es.abb.com

Soporte Técnico

Para productos Niessen:
sosporte.niessen@es.abb.com





