



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
DE 567,6 kWp EN BAJA TENSIÓN SIN EXCEDENTES
PARA LA EMPRESA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.
SITA EN EL PUERTO DE SAGUNTO

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Medina Personat, Roberto

Tutor/a: Cloquell Ballester, Victor Andres

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

RESUMEN

En este proyecto, se busca economizar el proceso de fabricación de la filial de la empresa Mapa Spontex Ibérica S.A. ubicada en el Puerto de Sagunto a través de una instalación solar fotovoltaica de 567,6 kWp y así, poder optimizar el término análogo al consumo energético procedente de la red, mejorando la sostenibilidad del proceso y la rentabilidad del mismo. Para ello, analizaremos los consumos en base a la tarifa contratada gracias a la información facilitada por la empresa en cuestión, se planteará una solución posible y se desarrollará esta misma con el objetivo de estimar su impacto final.

Una vez analizados los consumos y determinada la potencia pico a instalar, se elige como espacio a utilizar para el proyecto las cubiertas de las distintas naves de esta sucursal, en su desarrollo, valoraremos la capacidad de las mismas, así como su orientación y distribución de los módulos a instalar. A continuación, se elaborará un presupuesto que englobe todos los elementos necesarios para la implementación de este proyecto y se estudiará la viabilidad del mismo a nivel de infraestructura y a nivel económico y medioambiental, siempre atendiendo a las normativas de seguridad eléctrica y al marco legislativo actual.

Por último, se llevará a cabo un estudio del impacto energético y económico de este proyecto atendiendo a la producción que se podría esperar durante la vida útil de la instalación.

Palabras clave:

- Análisis
- Energía
- Optimización
- Consumo
- Sostenibilidad

RESUM

En aquest projecte es busca economitzar el procés de fabricació de la filial de l'empresa Mapa Spontex Ibèrica que trobem al Port de Sagunt mitjansans una instal.lació solar fotovoltaica de 567,6 kWp i d'aquesta manera, poder optimitzar el terme anàleg al consum energètic procedent de la xarxa, millorant la sostenibilitat del procés i la rendibilitat del mateix. Per a això analitzarem els consums partint de la tarifa contractada gràcies a la informació facilitada per l'empresa en qüestió, es plantejarà una solució possible i es desenvoluparà esta mateixa amb l'objectiu d'estimar l'impacte final.

Una volta analitzats els consums, i determinada la potència pic a instal.lar, es triarà com espai a utilitzar per a la instal.lació les cobertes de les naus que formen part d'aquesta sucursal, en el seu desenvolupament, valorarem la capacitat de les mateixes, la seua orientación i la distribució óptima dels mòduls a instal.lar, A continuació, s'elaborarà un pressupost que englobe tots els elements necessaris per a la implementació del projecte i s'estudiarà la viabilitat del mateix a nivell d'infraestructura i a nivell econòmic i mediambiental, sempre atenent a les normatives de seguretat eléctrica i al marc legislatiu actual.

Finalment, es durà a terme un estudi de l'impacte energètic i econòmic per a l'empresa atenent a la producció que es podria esperar durant la vida útil de la instal.lació.

Paraules clau:

- Anàlisi
- Energia
- Optimització
- Consum
- Sostenibilitat

ABSTRACT

In this project, the aim is to economise the manufacturing process of the subsidiary of Mapa Spontex company located in Puerto de Sagunto through a 567,6 kWp solar photovoltaic installation, to be able to optimise the energy term consumed from the grid, improving the sustainability and profitability of the process. To do this, we will analyse the energy consumption based on the information provided by the company. A possible solution will be proposed and will be developed with the aim of estimating its final impact.

Once the consumption has been analysed and the peak power to be installed has been determined, the space to be used for the installation will be chosen as the roofs of the different buildings of this branch. In its development we will assess their capacity, their orientation and optimal distribution of the modules that will be there. After that, a budget will be made including all the necessary materials for the implementation of this Project and the viability of it will be studied at an infrastructure, economic and environmental level, taking into account the electrical safety regulations and the current legislative framework.

Finally, a study of the energetic and economic impact for the company will be carried out, taking into account the production that could be expected during the useful life of the installation.

Key words:

-Analysis

-Energy

-Optimization

-Consumption

-Sustainability

Índice

1. Memoria	9
1.1. Objeto	10
1.2. Titular	11
1.3. Emplazamiento de la instalación	11
1.4. Descripción del titular	11
1.5. Reglamentación y disposiciones oficiales y particulares	12
1.6. Sistema de producción. Tensiones de alimentación	13
1.7. Clasificación de la instalación	14
1.8. Características, descripción y elementos de la instalación fotovoltaica	15
1.8.1. Canalización y cableado de corriente continua	16
1.8.2. Protecciones de corriente continua	22
1.8.3. Monitorización y control	23
1.8.4. Estructura y soporte	24
1.9. Características y descripción de la instalación de baja tensión	25
1.9.1. Canalización y cableado de corriente alterna	25
1.9.2. Sistema de protección contra contactos indirectos	26
1.9.3. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos	27
1.9.4. Protección contra contactos directos	28
1.9.5. Protección contra sobretensiones	28
1.9.6. Conexión a tierra	29
1.10. Fichas técnicas	30
2. Cálculos justificativos	31
2.1. Estudio de consumos del cliente	32
2.2. Cálculo de la energía generada y autoconsumida	37
2.2.1. Justificación de potencia a instalar	37
2.2.2. Producción y consumo	40
.....	41
2.2.3. Cálculo de las pérdidas por sombras	41
2.2.4. Cálculo de la energía generada y autoconsumida	41
2.3. Análisis energético y económico	46

2.4. Estudio de amortización.....	50
2.5. Estudio ambiental de la instalación.....	52
2.6. Estudio de cargas de la estructura.....	53
2.6.2. Cálculo de cargas debidas a la nieve.....	55
2.6.3. Cargas sobre el tejado.....	56
3. Pliego de Condiciones.....	57
3.1. Objeto.....	58
3.2. Normativa de aplicación.....	58
3.3. Componentes y elementos.....	58
3.3.1. Módulos fotovoltaicos.....	59
3.3.2. Estructura.....	60
3.3.3. Inversores.....	61
3.3.4. Cableado.....	62
3.4. Condiciones de ejecución y montaje.....	63
3.4.1. Estructura.....	63
3.4.2. Módulos fotovoltaicos.....	63
3.4.3. Inversores y cableado.....	64
3.4.4. Medidas de seguridad.....	65
3.5. Recepción y pruebas.....	65
4. Presupuesto.....	67
4.1. Presupuesto detallado.....	68
4.2. Presupuesto de ejecución material.....	71
4.3. Presupuesto de licitación.....	73
5. Planos.....	75
5.1. Conjunto de planos.....	76
5.1.1. Plano 1 – Situación.....	76
5.1.2. Plano 2 – Emplazamiento.....	76

5.1.3. Plano 3 – Distribución módulos fotovoltaicos.....	76
5.1.4. Plano 4 – Esquema unifilar	76
6. Anexos	84
6.1. Conclusiones del Trabajo de Fin de Grado.....	85
6.2. Enlaces de los elementos de la instalación y bibliografía	85

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1: Tabla 52-D1 ITC BT 40	17
Tabla 2: Tabla 52-E1 ITC BT 40	18
Tabla 3: Tabla de intensidades admisibles para cables de cobre no enterrados (40°C)	19
Tabla 4: Temporadas para tarifas 3.0TD y 6.XTD.....	32
Tabla 5: Gráficos de distribución de periodos en función de la temporada	32
Tabla 6: Consumo medio días fin de semana	34
Tabla 7: Consumo medio días entre semana	34
Tabla 8: Consumo mensual por horas	35
Tabla 9: Consumo mensual por periodos	35
Tabla 10: Desglose del precio de la energía en la tarifa 6.1 TD.....	36
Tabla 11: Coste mensual y anual del término de energía	36
Tabla 12: Consumo medio horario en días laborales en las horas de sol pico	37
Tabla 13: Consumo medio horario en días laborales para horas de sol pico en mes desfavorable	38
Tabla 14: Aprovechamiento solar porcentual en base a la orientación e inclinación de los captadores	38
Tabla 15: Factores de corrección en función de la latitud y la inclinación de los captadores	39
Tabla 16: Obtención de la irradiancia útil a partir de la irradiación global horizontal	41
Tabla 17: Energía generada neta mensualmente a partir de la irradiancia útil.....	43
Tabla 18: Consumo total horario y mensual en las horas de sol	44
Tabla 19: Energía generada comparada con la consumida por mes	45
Tabla 20: Distribución de la producción energética por horas en el mes de mayo	46
Tabla 21: Análisis económico y energético mensual por periodos y global de todos los meses del año.....	46
Tabla 22: Análisis económico anual del aprovechamiento directo de la instalación fotovoltaica	48
Tabla 23: Análisis económico anual del aprovechamiento directo de la instalación excluyendo el periodo P6	49

Tabla 24: Estudio de amortización excluyendo las tarifas de mantenimiento durante los 25 años de vida útil de la instalación.....	51
--	-----------

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES:

Ilustración 1: Estructura solar	24
Ilustración 2:Elementos de la estructura solar.	24
Ilustración 3: PVGIS	40
Ilustración 4: Características mecánicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados	42
Ilustración 5: Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos seleccionados	42
Ilustración 6: Horas de sol durante el año en Valencia.....	43
Ilustración 7: Cálculo de cargas de viento para cada nave	53
Ilustración 8: Cálculo de cargas de viento para cada nave	54
Ilustración 9: Valores característicos de la carga de nieve sobre terreno horizontal para las principales ciudades españolas	55

1. Memoria

1.1. Objeto

El proyecto que se presenta tiene como objeto el diseño, dimensionado y análisis de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico en las cubiertas existentes de las diversas naves industriales de las instalaciones de Mapa Spontex Ibérica S.A. ubicada en el polígono industrial de El Puerto de Sagunto.

La motivación de este documento es brindar a la empresa en cuestión la posibilidad de generación de energía eléctrica para consumo propio. Esta opción es de especial interés debido a los altos consumos energéticos que se requieren en los procesos de producción. La utilización de una instalación solar fotovoltaica como fuente de energía renovable, permite un importante nivel de autoconsumo energético, reduciendo tanto la cantidad de energía eléctrica comprada como el importe de la factura eléctrica anual, y por lo tanto conseguir un importante ahorro energético y económico.

Por otro lado, esta instalación supondrá un ahorro significativo de emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo así al beneficio ambiental y social al reducir las emisiones contaminantes por utilizar el recurso solar como fuente de energía, abogando por un desarrollo sostenible del funcionamiento habitual de la empresa.

La infraestructura no generaría alteraciones negativas en el sistema de distribución de energía eléctrica y no tendría repercusión sobre el proceso industrial habitual.

1.2. Titular

El titular de la instalación es Mapa Spontex Ibérica S.A., con CIF: A46235685.
Domicilio fiscal: Carrer Albert Einstein, 46520, Puerto de Sagunto.

1.3. Emplazamiento de la instalación

La instalación se construirá sobre cuatro de las cubiertas de las naves industriales que están orientadas al sur existentes en la dirección anteriormente citada.

Coordenadas UTM ETRS89 T30: (X) 734.830,16; (Y) 4.394.6478,78

Referencia catastral: 5248907YJ3944S0001UY

Longitud: -0.26253349 Latitud: 39.669709

1.4. Descripción del titular

MAPA Spontex Ibérica es una compañía que se dedica a la elaboración y distribución de productos de limpieza para el hogar y para uso profesional, tales como guantes, esponjas, bayetas y mopas. También fabrica productos especializados para la higiene alimentaria y la limpieza industrial.

Entre las marcas que comercializa se encuentran Spontex, Vileda y Wettex, reconocidas en el mercado europeo. La empresa está comprometida con la innovación y la sostenibilidad, por lo que utiliza materiales y procesos respetuosos con el medio ambiente en la fabricación de sus productos.

Como empresa dedicada a la fabricación de productos de limpieza, MAPA Spontex Ibérica cuenta con un amplio inventario de maquinarias y equipos especializados para la fabricación de sus productos, incluye maquinarias para la fabricación de guantes, máquinas de inyección de plástico para la producción de esponjas y otros accesorios, equipos de corte y sellado para la producción de mopas y bayetas, entre otros, los cuales requieren altas cantidades de energía para llevar a cabo su función.

1.5. Reglamentación y disposiciones oficiales y particulares

Para la ejecución de la presente instalación será de aplicación la siguiente normativa:

NORMATIVA ESTATAL

- ▶ Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. (SI PROCEDE)
- ▶ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- ▶ 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. (SI PROCEDE) De aplicación a: Instalaciones de potencia inferior a 100 kW (Art. 2)
- ▶ Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción. (SI PROCEDE)
- ▶ Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción. (SI PROCEDE)
- ▶ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- ▶ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- ▶ Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- ▶ Real Decreto 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. (SI PROCEDE)
- ▶ 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 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 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- ▶ Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- ▶ Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- ▶ Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- ▶ Toda normativa actual que sea aplicable en esta instalación.

NORMATIVA AUTONOMICA

- ▶ Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- ▶ Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.
- ▶ Toda normativa actual que sea aplicable en esta instalación.

1.6. Sistema de producción. Tensiones de alimentación.

La producción energética se genera en las placas solares al captar los rayos del sol, se trata de energía eléctrica en corriente continua que después de su paso por el inversor se transforma en corriente alterna trifásica, 50 Hz de frecuencia y tensión de 400V.

1.7. Clasificación de la instalación

La instalación se encuentra clasificada según la ITC-BT-40 como instalaciones generadoras de baja tensión y subclasificada como tipo C), instalación generadora interconectada: Aquella que está trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública.

La instalación propuesta es de tipo autoconsumo sin excedentes al tener una potencia nominal superior a los 100kW, sin embargo, cabe la posibilidad de vender el sobrante de la producción energética a la red de distribución, es por ello que dispondrá de un sistema de regulación y control para visualizar en todo momento el consumo de los paneles solares y el vertido a red.

- LOCALES CON RIESGO DE INCENDIO Y EXPLOSIÓN, SEGÚN LA INSTRUCCIÓN I.T.C.B.T. 029. EMPLAZAMIENTO, ZONA Y MODO DE PROTECCIÓN.

No procede porque se trata de una instalación solar fotovoltaica sobre la cubierta de varias naves existentes.

- LOCALES HÚMEDOS, SEGÚN I.T.C.B.T.030.

Como la instalación fotovoltaica está a la intemperie, se clasifica como emplazamiento húmedo. Por tanto, hay que cumplir las condiciones establecidas en el apartado 1 de la I.T.C.B.T.030.

- LOCALES MOJADOS, SEGÚN I.T.C.B.T.030.

Como la instalación fotovoltaica está a la intemperie, se clasifica como emplazamiento mojado. Por tanto, hay que cumplir las condiciones establecidas en el apartado 2 de la I.T.C.B.T.030.

- LOCALES CON RIESGO DE CORROSIÓN, SEGÚN I.T.C.B.T.030.

No procede

- LOCALES POLVORIENTOS SIN RIESGO DE INCENDIO O EXPLOSIÓN, SEGÚN LA INSTRUCCIÓN I.T.C.B.T.030.

No procede

- LOCALES A TEMPERATURA MUY ELEVADA, SEGÚN I.T.C.B.T.030.

No procede

- LOCALES A MUY BAJA TEMPERATURA, SEGÚN I.T.C.B.T. 030.

No procede

- LOCALES EN LOS QUE EXISTAN BATERÍAS DE ACUMULADORES, SEGÚN LA INSTRUCCIÓN I.T.B.C.T. 030.

No procede

- ESTACIONES DE SERVICIO, GARAJES Y TALLERES DE REPARACIÓN DE VEHÍCULOS, SEGÚN LA INSTRUCCIÓN I.T.C.B.T. 030.

No procede

- LOCALES DE CARACTERÍSTICAS ESPECIALES, SEGÚN LA INSTRUCCIÓN I.T.C.B.T.030.

No procede

1.8. Características, descripción y elementos de la instalación fotovoltaica

La potencia pico de paneles a instalar será de 567,6 kWp, para ello se instalarán 1032 módulos fotovoltaicos modelo KSHC-144M de la marca Kaseel Solar de 550 Wp de potencia unitaria colocados sobre las aguas orientadas al sur de las cubiertas existentes de las distintas naves industriales. Los paneles se instalarán en la cubierta del edificio sobre una estructura autoportante coplanar con una inclinación de 15º.

La instalación estará compuesta por cuatro inversores de 125kW de potencia nominal ubicados en el mismo punto a pesar de la gran extensión del campo de módulos, las agrupaciones de módulos tendrán las siguientes características:

La instalación consta de un total de 1032 paneles fotovoltaicos, con 258 paneles por inversor. Los inversores tienen capacidad para 20 strings agrupados en 10MPPTs, de esta manera, la distribución de paneles por inversor será de:

INVERSORES:

Seguidor MPPT1: String 1 → 20 módulos en serie

String 2 → 20 módulos en serie

Seguidor MPPT2: String 3 → 20 módulos en serie

String 4 → 20 módulos en serie
Seguidor MPPT3: String 5 → 20 módulos en serie
String 6 → 20 módulos en serie
Seguidor MPPT4: String 7 → 20 módulos en serie
String 14 → 0 módulos en serie
Seguidor MPPT5: String 8 → 20 módulos en serie
String 15 → 0 módulos en serie
Seguidor MPPT6: String 9 → 20 módulos en serie
String 16 → 0 módulos en serie
Seguidor MPPT7: String 10 → 20 módulos en serie
String 17 → 0 módulos en serie
Seguidor MPPT8: String 11 → 20 módulos en serie
String 18 → 0 módulos en serie
Seguidor MPPT9: String 12 → 20 módulos en serie
String 19 → 0 módulos en serie
Seguidor MPPT10: String 13 → 18 módulos en serie
String 20 → 0 módulos en serie

Realizando la suma de paneles totales da 258 módulos por inversor buscando ocupar todos los MPPTs de todos los inversores. Sumando todos ellos, se obtiene un total de 1032 módulos.

1.8.1. Canalización y cableado de corriente continua

La red de distribución de CC discurrirá por las cubiertas de las naves desde los generadores hasta los inversores siguiendo la distribución de strings y MPPTs comentada en el apartado anterior. Los cables estarán colocados bajo bandeja metálica para mayor protección y disipación de calor debido al gran volumen de cableado que se requerirá en este tramo de la instalación.

Los conductores serán unipolares de doble aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) RHH/RHW-1, con cubierta especial PV para protección UV de 6 mm² de sección desde los módulos hasta el borde del tejado por el cual bajarán los cables y un cable de 120 mm² desde el punto anterior hasta el inversor que corresponda.

Estas secciones del cableado se obtienen por evaluación del comportamiento de los mismos por criterio térmico y por caída de tensión, este último criterio lo evaluaremos de forma conjunta con el resto de los tramos tanto de corriente continua como de alterna.

- Criterio térmico desde los módulos hasta la caja de conexiones:

Apoyándonos en ITC BT 40 y en la UNE 20-460 calcularemos la corriente mínima que deben soportar los cables sabiendo que la corriente de circuito abierto de los strings es de 13,99A, a una temperatura máxima de 45°C estando los cables al aire libre y que se instalarán en bandejas para agrupar el cableado de todos los strings hasta la caja de conexiones.

$$I' = I * \frac{1,25}{Kt} = 20,1A$$

Se aplica un margen del 25% siguiendo la normativa y atendiendo a la tabla 52-D1 de factores de corrección para temperaturas ambientes distintas de 30°C, esta manera de evaluar el criterio térmico se aplicará también en el resto de las comprobaciones que se hagan a continuación. En el caso más restrictivo se puede esperar una temperatura de 45°C. De esta manera, siendo el aislante elegido polietileno reticulado, el factor de corrección Kt será de 0,87. La tabla es la siguiente:

Tabla 1: Tabla 52-D1 ITC BT 40

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Por otro lado, los cables irán instalados en bandeja, en ella se agruparán los cables correspondientes a 13 strings (26 por la ida y vuelta a los módulos). Entonces, según la tabla 52-E1 de factores de corrección por agrupamiento de varios cables se escoge la disposición en bandeja y obtenemos un factor de corrección K_a de 0,72.

$$I'' = \frac{20,1}{K_a} = 27,92A$$

La tabla en cuestión es la siguiente:

Tabla 2: Tabla 52-E1 ITC BT 40

Tabla 52 – E1

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

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

Apoyándonos en la tabla 52-E1, con instalación tipo E por ir en bandejas, con aislante de polietileno reticulado y con cable trifásico (XLPE2), podríamos elegir cables de 2,5mm².

Esta última tabla es la siguiente:

Tabla 3: Tabla de intensidades admisibles para cables de cobre no enterrados (40°C)

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	3x PVC	2x PVC	3x XLPE	2x XLPE								
A1												
A2												
B1												
B2												
C												
E												
F												
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	86	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	438
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

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

- Criterio de caída de tensión desde los módulos hasta la caja de conexiones:

Para evaluar el criterio de caída de tensión, debemos tener en cuenta que se debe cumplir el límite de 1,5% de caída de tensión desde el string más restrictivo (en el que se dará mayor caída de tensión) hasta el cuadro general de la empresa.

Para el caso más restrictivo de longitud, el módulo más lejano se encuentra a 97,44 metros, la corriente a máxima potencia de ese string será de 13,23A y la tensión a máxima potencia será de 41,6V con 20 módulos en el string más restrictivo.

En primer lugar, tendremos que corregir la resistividad del cobre para los 45°C planteados anteriormente:

$$\rho_{cu45^{\circ}C} = \rho_{cu20^{\circ}C} * (1 + \alpha * \Delta T) \frac{\Omega * mm^2}{m}; \text{ siendo } \rho_{cu20^{\circ}C} = 0,01724$$

$$\rho_{cu45^{\circ}C} = 0,01724 * (1 + 0,0039 * 25) = 0,0189209 \frac{\Omega * mm^2}{m}$$

Una vez corregida la resistividad, evaluaremos la caída de tensión para la sección de 2,5 mm² del caso más desfavorable en el lado de corriente continua desde los módulos hasta la caja de conexiones (string 1, ver esquema de distribución y conexión):

$$\Delta U = \frac{2 * I * \rho_{CU45} * L}{S} = \frac{2 * 13,23 * 97,44 * 0,0189209}{2,5} = 19,513 \text{ V}$$
$$\%U = \frac{19,513}{20 * 41,6} * 100 = 2,34\%$$

Como podemos observar, la caída de tensión porcentual únicamente evaluada en este tramo, supera el límite establecido para el conjunto, de esta manera, ampliaremos la sección de cable hasta los 6 mm² saltándonos los 4 mm² con el objetivo de conseguir un margen mayor para el resto de los tramos:

$$\Delta U = \frac{2 * I * \rho_{CU45} * L}{S} = \frac{2 * 13,23 * 97,44 * 0,0189209}{6} = 8,13 \text{ V}$$
$$\%U = \frac{8,13}{20 * 41,6} * 100 = 0,977\%$$

Si quisiéramos aumentar la sección a 10mm² la caída de tensión porcentual sería del 0,586% pero se considera que con **6mm²** se puede cumplir el límite teniendo en cuenta que este será el tramo con mayor caída de tensión porcentual.

- Criterio térmico desde la caja de conexiones hasta inversor:

Para este caso, seguiremos la misma lógica que en el tramo string – caja de conexiones sabiendo que la corriente en circuito abierto será la suma de corrientes de todos los strings.

$$I = 13 * 13,99 = 181,87 \text{ A}$$

$$I' = I * \frac{1,25}{0,87} = 261,30 \text{ A}$$

En este caso, como el cable irá al aire libre y será un único cable por inversor, el factor Ka será de 1. Por lo tanto, para una corriente de 261,30 A, un tipo de instalación E, con aislante de polietileno reticulado y un cable trifásico (XLPE3), aplicando la tabla A52-1, obtenemos una sección mínima de 95 mm².

- Criterio de caída de tensión desde la caja de conexiones hasta el inversor:

Como no sabemos con exactitud dónde se encuentra el cuadro general de alimentación pero se pretende instalar los inversores a una distancia máxima de 10 metros del cuadro. Se calculará primero la caída de tensión del lado de corriente alterna para saber la distancia máxima que podrá recorrer este cable de cómo mínimo 95mm² de sección.

Tras calcular la caída de tensión porcentual del tramo de corriente alterna y sumar a ese porcentaje el análogo al tramo módulos-caja de conexiones, tenemos un total de 1,143% (0,977%+0,166%) el cálculo del segundo porcentaje se encuentra en el punto 1.9.1 de la página 21.

Por lo tanto, tenemos un margen del 0,357% de caída de tensión en ese tramo para averiguar la distancia máxima que podría recorrer el cable del tramo caja de conexiones-inversor. El cálculo sería el siguiente trabajando esta vez con la corriente a máxima potencia de los módulos:

$$I = 13 * 13,23 = 172A$$
$$\Delta U = \frac{2 * I * L * \rho_{45^{\circ}C}}{s}$$
$$\Delta U = \frac{2 * 172 * L * 0,0189209}{95}$$
$$\%U_{max} = 0,357 = \frac{\Delta U * 100}{20 * 41,6}; \Delta U = 2,97A$$
$$L_{max} = \frac{2,97 * 95}{2 * 172 * 0,0189209} = 43,35m$$

Como la longitud obtenida podría ser insuficiente, la mejor opción sería aumentar la sección del cable de este tramo a 120mm², de esta manera, la extensión de cable máximo a instalar sería de:

$$L_{max} = \frac{2,97 * 120}{2 * 172 * 0,0189209} = 54,76m$$

1.8.2. Protecciones de corriente continua

Protección contra cortocircuitos: se instalará un fusible de 16 A/1500 V en el polo positivo y negativo de cada string del generador fotovoltaico. Como la corriente de cortocircuito de los módulos es de 13,99 A y están conectados en serie dentro del propio string se considera que un 14% de margen respecto a la capacidad de los fusibles es óptima para la correcta operación de la instalación, por otro lado, se escogen unos fusibles de 1500V debido a que los strings con 20 módulos tendrán una tensión de operación en circuito abierto de 996V (49,8 por módulo) y no existe margen respecto a los fusibles de 1000V. La instalación consta de 13 ramas fotovoltaicas por inversor lo que dará un total de 26 fusibles por inversor y 104 en total. Estos fusibles irán instalados en el cuadro de protecciones de corriente continua (CDC) ubicado junto a las cajas de conexiones de cada inversor (ver esquema unifilar). Los cuadros se colocan en un lugar habilitado para ello.

Protección contra sobrecargas: Los elementos encargados de proteger los circuitos frente a sobrecargas son los mismos fusibles que se han mencionado en el punto anterior. Estos serán del tipo gR, los cuales se utilizan para proteger semiconductores y se instalarán con la función adicional de hacer más sencillas las tareas de mantenimiento.

Para evitar una posible situación de riesgo se exigirá aislamiento clase II (grado elevado de protección, no requiere conexión a tierra) en las conexiones de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.

Protección contra contactos directos e indirectos: Protección integrada en el inversor.

Protección contra sobretensiones: Los inversores trifásicos GROWATT MAX 125KTL3-X LV disponen de descargador contra sobretensiones que derivarán a tierra cualquier sobretensión que se presente. Sería de especial interés incorporar descargadores contra sobre tensiones en cada string.

Protección contra polarización inversa: Protección integrada en el inversor.

Por otro lado, sería de especial interés incorporar un seccionador para cada string de los inversores ya que el inversor sólo cuenta con un seccionador incorporado que engloba la

totalidad de strings de un inversor. La función de este seccionador se asemeja a la de un interruptor y tiene especial interés en este caso para poder realizar mantenimientos sobre el lado de continua sin necesidad de interrumpir el funcionamiento de todo el inversor.

1.8.3. Monitorización y control

La planta fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización y supervisión de los datos de operación para poder tener una visión general de la producción. La monitorización se llevará a cabo mediante el comunicador Sungrow COM100E que funcionará a través de cable UTP. Servirá para gestionar la planta fotovoltaica de manera centralizada para este caso teniendo en cuenta que se instalarán 4 inversores.

El dispositivo Power Meter Janitza UMG 103-CBM será el encargado de leer y analizar constantemente los valores de tensión, corriente, potencias y energías de la instalación, tanto de generación como de consumo y retransmitirlos al Sungrow COM100E.

Al ser una instalación de más de un inversor con una potencia nominal total de 500kW, será necesaria la instalación de un Smart logger 3000 con el objetivo de que los inversores funcionen de manera independiente y así favorecer al correcto funcionamiento de la instalación como conjunto y que, en caso de avería, el alcance de la misma sea menor y puedan seguir en funcionamiento todos aquellos circuitos que no se vean afectados de manera directa por esta.

Para el intercambio de datos se utilizará una red formada por cable UTP de categoría 6, este permite integrar una gran cantidad de aplicaciones diferentes a la explotación de la instalación como por ejemplo la gestión de la inyección de energía. Esto permite una transferencia continua de datos a los inversores, además de una monitorización, control y regulación de la instalación. Este sistema pone a disposición del usuario todos estos datos de la planta a través de la pantalla y la interfaz de datos Modbus.

Además, estos datos se pueden visualizar y gestionar a través del servidor de datos interno de Sungrow.

1.8.4. Estructura y soporte

Para el caso que nos ocupa, la estructura será similar a la que se muestra a continuación:

Ilustración 1: Estructura solar



Fuente: <https://autosolar.es>

Como se puede observar en la imagen, los módulos fotovoltaicos irán fijados a una estructura coplanar que se colocará sobre las cubiertas de las naves que están orientadas al sur con una inclinación de 15°. Dicha estructura metálica, al estar instalada de manera coplanar, ayudará al correcto anclaje de los módulos, a un estado más seguro de los mismos y a un menor impacto visual renunciando a un porcentaje de producción que analizaremos más adelante.

Los módulos se fijarán a la estructura utilizando las siguientes piezas intermedias y finales:

Ilustración 2: Elementos de la estructura solar.





Fuente: <https://autosolar.es>

1.9. Características y descripción de la instalación de baja tensión

En primer lugar, delimitaremos el tramo que se estudia en este punto, la instalación de baja tensión hace referencia al tramo que tiene origen en la salida del inversor, punto en el que se trabaja con corriente alterna y tiene final en el punto de conexión próximo al contador.

1.9.1. Canalización y cableado de corriente alterna

La red de distribución de CA discurrirá por el interior de las naves sobre las paredes o suelo desde el inversor hasta el cuadro eléctrico que se instalará en una zona habilitada.

Como se ha apuntado anteriormente, se espera instalar los 4 inversores en espacio ubicado a una distancia máxima de 10 metros del cuadro general de alimentación. La corriente de salida a máxima potencia de cada inversor será como máximo de:

$$I = 13 * 13,23 \text{ A} = 171,99 \text{ A}$$

- Criterio térmico desde el inversor hasta el cuadro general de alimentación:
Seguimos interpretando como temperatura máxima 45°C, por lo tanto, Kt será de 0,87.

$$I' = 171,99 * \frac{1,25}{0,87} = 247,11 \text{ A}$$

Por lo tanto, atendiendo a la tabla A52-1 con una instalación tipo E y con cable multipolar aislado con polietileno reticulado, podemos utilizar un cable de 95mm² para la salida de cada inversor hasta el cuadro general de protecciones.

- Criterio de caída de tensión desde el inversor hasta el cuadro general de alimentación:
Calcularemos la caída de tensión para una sección de 95mm² y corregiremos la sección en caso de que fuera necesario. La longitud será de 10m para el caso más lejano y la corriente será de 172A, en este caso lo estudiaremos sin factor de corrección. Analizaremos la situación para el caso más desfavorable con un factor de potencia de 0,9 y una resistividad $X = 0,1 \frac{\Omega}{km}$

$$\Delta U = \sqrt{3} * \left(I * \frac{\rho(45^{\circ}C)*L}{s} * \cos\varphi + I * x * \frac{L}{1000} * \sin\varphi \right)$$
$$\Delta U = \sqrt{3} * \left(172 * \frac{0,0189209*10}{95} * 0,9 + 172 * 0,1 * \frac{10}{1000} * 0,436 \right) = 0,664$$
$$\%U = \frac{0,664}{400} * 100 = 0,166\%$$

El valor porcentual de la caída de tensión para este tramo es aceptable y es por ello que no modificaremos la sección del cable escogido, sumando este porcentaje al anteriormente calculado para el tramo módulos-caja de conexiones, observamos que existe un margen de 0,357% de caída de tensión para el tramo caja de conexiones-inversor que calcularemos en base a este margen obtenido con el objetivo de obtener el caso límite para ese tramo ya que no se sabe dónde se ubican los cuadros de protecciones.

1.9.2. Sistema de protección contra contactos indirectos

De acuerdo con el artículo 12 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de la instalación se planteará de tal manera que las actualizaciones implementadas no afecten a las condiciones impuestas por la empresa distribuidora cumpliendo el requisito indispensable de que no se transfieran fallos desde la instalación fotovoltaica hasta la red de distribución de la instalación eléctrica que la precedía.

La instalación dispondrá de una separación galvánica con la red de distribución de baja tensión y otra separación entre los circuitos de corriente continua y alterna, separación galvánica que otorgará el transformador del inversor y sobre la que se instalará una toma a tierra con el objetivo de asegurar el correcto funcionamiento del interruptor diferencial que protegerá el lado de alterna.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra 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 y se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos.

La red de tierras estará compuesta por una red subterránea de conductor de cobre desnudo con picas distribuidas y se conectarán a esta red las partes metálicas de la instalación que se encuentran al descubierto como por ejemplo la estructura de soporte de los paneles o la carcasa del inversor.

De manera obligatoria, se dispondrá las siguientes puestas a tierra unificadas:

- Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Red de tierras del inversor.
- Red de tierras para cuadro de protección de alterna y de continua.

1.9.3. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

En primer lugar, para dimensionar las protecciones frente a sobrecargas deberemos atender dos condiciones especificadas en la norma UNE-HD 60364-4-43:

Se debe cumplir la siguiente igualdad: $I_b \leq I_n \leq I_z$

Donde los términos de izquierda a derecha significan: Corriente de diseño (corriente prevista de funcionamiento de la instalación), Corriente nominal (corriente del interruptor) y Corriente

admisible del cable en función del material, sección, condiciones atmosféricas, agrupamiento de cables...

En este caso, a la salida de cada inversor tendremos una potencia nominal de 125kW, para averiguar la corriente que circularía en alterna lo averiguamos con la siguiente fórmula:

$$I_b = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 180,42 \text{ A, como corriente de diseño. La corriente que es capaz de aguantar el}$$

cable de salida de los inversores según los cálculos realizados anteriormente, para una sección de 95mm² y las condiciones especificadas, la corriente máxima admisible será de 259A.

Siguiendo con la lógica de la igualdad anterior, la corriente nominal de interruptores magnetotérmicos inmediatamente superior a la corriente de diseño determinada y por debajo de la admisible por el cable es de 250A.

De esta manera, necesitaremos un interruptor magnetotérmico de 4p 250A para cada inversor

1.9.4. Protección contra contactos directos

De manera análoga al apartado anterior, utilizaremos diferenciales de 4p 250A con sensibilidad de 300mA para el circuito de cada inversor.

1.9.5. Protección contra sobretensiones

De acuerdo con la instrucción ITC-BT-23, consideramos que la instalación es suficiente ya que el inversor tiene los descargadores tanto de CA como de CC de tipo 2, no requiriéndose ninguna protección suplementaria contra las sobretensiones transitorias.

Los cables deberán protegerse frente a sobretensiones, tanto aquellas que puedan originarse por cuestiones atmosféricas como por cuestiones internas del circuito, además, los conductores de cobre serán elegidos con la sección suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión sean inferiores al 1,5% de la tensión de trabajo del sistema en ambos circuitos (CC y CA).

1.9.6. Conexión a tierra

Los elementos que deberán ir conectados a tierra, los cuales se han comentado anteriormente, se conectarán con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas tal y como establece el PCT. Con esta medida se limita la diferencia de tensión que pueda generarse en estos elementos con respecto a tierra y puedan suponer efectos negativos tanto para las personas como para otros elementos del circuito, de esta manera, al conectar estos elementos a tierra, a través de los diferenciales se pueden detectar corrientes de fuga y bloquear el funcionamiento con el objetivo de evitar efectos adversos de un carácter más grave.

Al proteger la línea con un diferencial con sensibilidad de 300 mA, se deberá asegurar que el valor de la resistencia de tierra sea inferior a 80 ohmios para que la tensión de contacto no supere los 24 V. La sección del conductor de protección será, como mínimo, la misma que la del conductor de fase correspondiente.

La configuración eléctrica de la instalación será flotante en la parte de CC, es decir, con ambos polos del generador fotovoltaicos aislados de tierra, garantizándose la protección frente a contactos indirectos mediante la utilización de cableado, cajas y conexiones de clase II y un vigilante de aislamiento que incorpora el inversor.

Se necesitará averiguar la resistividad del terreno sobre el que se ubican las naves para poder realizar correctamente el dimensionado de las tomas de tierra y es por ello que el dimensionado de la red de tierras no se realizará hasta ser conocedores de este valor.

Durante la ejecución de la instalación se deberá comprobar si el predimensionado en base a la resistividad obtenida y el límite marcado es suficiente, en caso de ser desfavorable esta comprobación, se deberá reajustar este esquema.

1.10. Fichas técnicas

En el apartado de anexos se incluirán las fichas técnicas de los elementos utilizados nombrados a continuación:

- Módulos fotovoltaicos KSHC-144M
- Inversor Growatt MAX 125KTL3-X LV
- Estructura autoportante coplanar
- Sungrow COM100E (Monitorización instalación)
- Power Meter Janitza UMG 103-CBM (analizador con memoria)
- SmartLogger 3000

2. Cálculos justificativos

2.1. Estudio de consumos del cliente

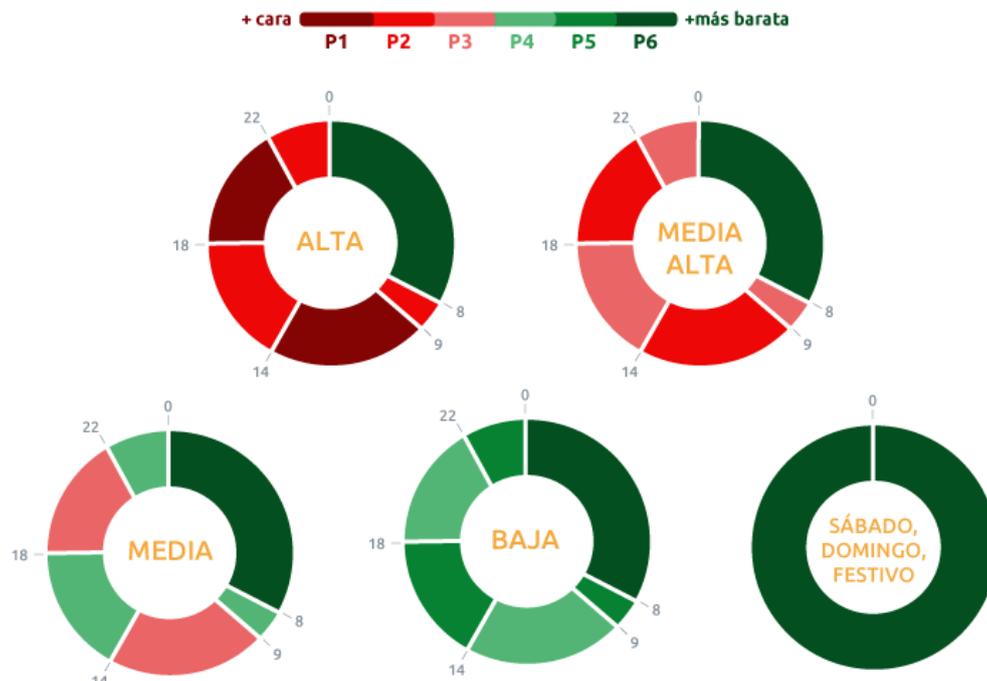
El cliente dispone de una tarifa 6.1 TD. Esta tarifa está dividida en 6 períodos de la siguiente manera:

Tabla 4: Temporadas para tarifas 3.0TD y 6.XTD

TEMPORADAS TARIFAS 3.0TD Y 6.XTD			
MES	PENÍNSULA	CANARIAS	BALEARES
ENERO	ALTA	MEDIA	MEDIA
FEBRERO	ALTA	MEDIA	MEDIA
MARZO	MEDIA ALTA	MEDIA	BAJA
ABRIL	BAJA	BAJA	BAJA
MAYO	BAJA	BAJA	MEDIA ALTA
JUNIO	MEDIA	BAJA	ALTA
JULIO	ALTA	ALTA	ALTA
AGOSTO	MEDIA	ALTA	ALTA
SEPTIEMBRE	MEDIA	ALTA	ALTA
OCTUBRE	BAJA	ALTA	MEDIA ALTA
NOVIEMBRE	MEDIA ALTA	MEDIA ALTA	BAJA
DICIEMBRE	ALTA	MEDIA ALTA	MEDIA

Fuente: <https://www.i-de.es>

Tabla 5: Gráficos de distribución de periodos en función de la temporada



Fuente: <https://www.i-de.es>

La tarifa contratada por el usuario se caracteriza por dividir el período de facturación en 6 periodos. Estos periodos determinan el precio que tendrá la energía según la hora, el día y el mes.

Los periodos se dividen en:

- Tipo A (temporada alta): P1, P2 y P6.
- Tipo B (temporada media-alta): P2, P3 y P6.
- Tipo B1 (temporada media): P3, P4 y P6.
- Tipo C (temporada baja): P4, P5 y P6.
- Tipo D (sábados, domingos y festivos en todas las temporadas): sólo P6.

La tarifa 6.1 TD se divide en un total de 4 temporadas. Cada una de ellas se divide en unos determinados meses:

- Alta: enero, febrero, julio y diciembre.
- Media-alta: marzo y noviembre.
- Media: junio, agosto y septiembre.
- Baja: abril, mayo y octubre.

En cada uno de estos 6 períodos observamos la siguiente potencia contratada:

- P1: 125 kW
- P2: 125 kW
- P3: 125 kW
- P4: 125 kW
- P5: 125 kW
- P6: 125 kW

Partiendo del fichero de consumos horarios, podemos analizar la tendencia de estos mismos de varias formas, desde un punto de vista diario es importante averiguar cuando se realizan los

mayores consumos y de esta manera podemos ver que el volumen más significativo de este mismo se realiza durante las horas diurnas correspondientes a los periodos de punta y llano. De manera ilustrativa, si observamos el caso de Enero, se ha representado el consumo horario medio de los días de entre semana y fin de semana teniendo en cuenta los distintos periodos tarifarios en función de la hora del día, en el primer caso, vemos un pico de consumo a las 12 del mediodía (periodo de punta) y este mismo se va reduciendo a medida que avanza el día hasta llegar a la noche. En el caso del fin de semana, el consumo es menor y el impacto que tiene sobre la factura es muy reducido, tan solo destacan las primeras horas del sábado por arrastrar consumos del viernes por la noche.

Tabla 7: Consumo medio días entre semana

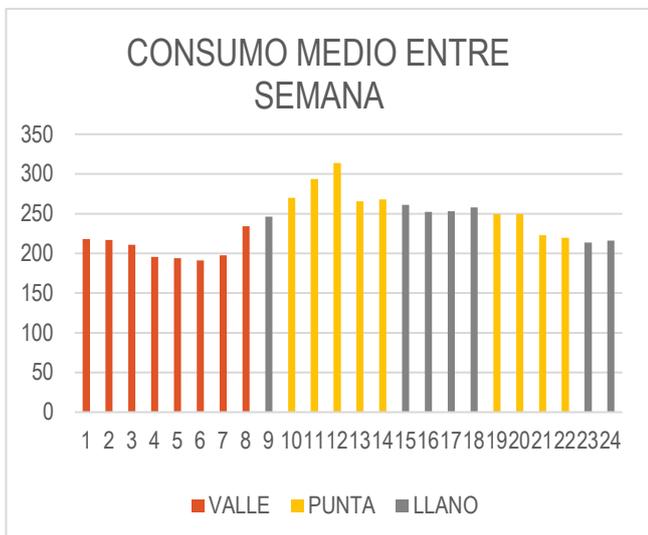
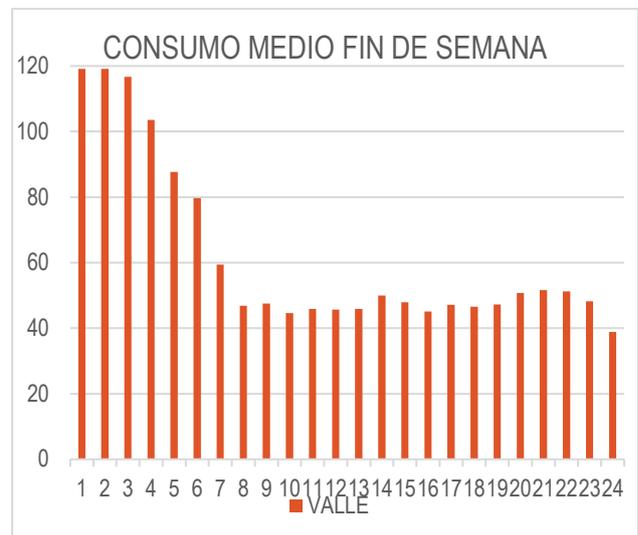


Tabla 6: Consumo medio días fin de semana

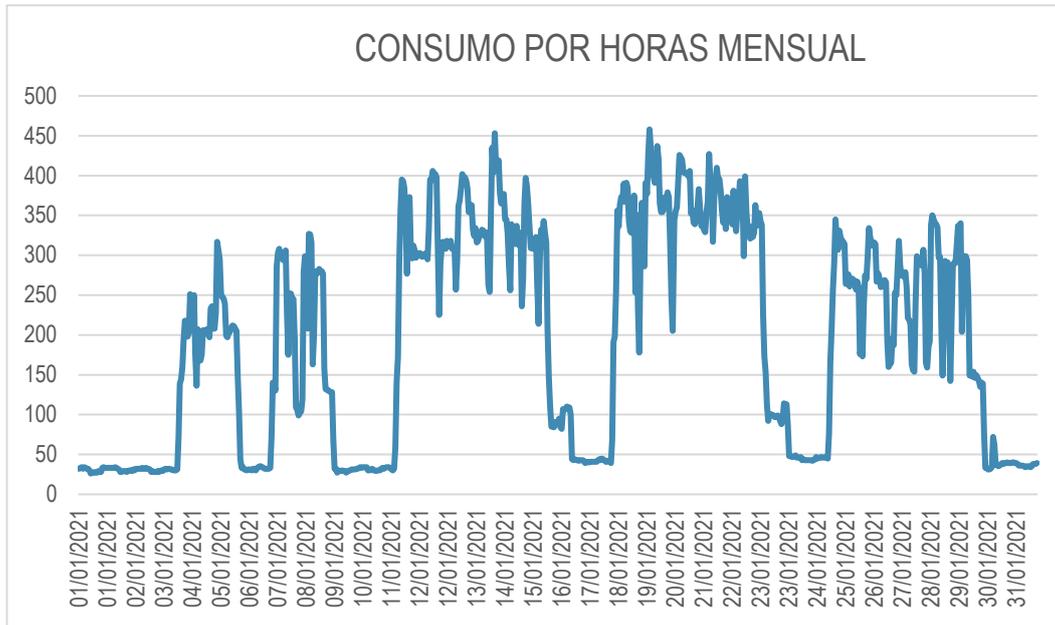


Fuente: Elaboración propia

Desde un punto de vista general, deducimos que el consumo anual estimado será de: 1.793.307 kWh.

Si volvemos a acotar la muestra, para el caso particular de enero, podemos estudiar cómo se distribuye este consumo final a lo largo de los 31 días del mes tanto por horas como por días:

Tabla 8: Consumo mensual por horas



Fuente: Elaboración propia

La tendencia habitual es un consumo medio elevado en los días de entre semana y un consumo menor durante los días del fin de semana debido a los horarios de trabajo de la empresa.

Atendiendo a las facturas, estudiando la curva de consumos horarios facilitada por la empresa entre enero y diciembre de 2021, extraemos el siguiente desglose del consumo de energía mensual por periodos:

Tabla 9: Consumo mensual por periodos

CONSUMOS							
MES	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
ENERO	53516	40889	0	0	0	49457	143862
FEBRERO	60759	46116	0	0	0	56412	163287
MARZO	0	65812	51902	0	0	62772	180486
ABRIL	0	0	0	41849	33060	97272	172181
MAYO	0	0	0	59114	44702	56741	160557
JUNIO	0	0	73881	56440	0	68317	198638
JULIO	58720	44020	0	0	0	58713	161453
AGOSTO	0	0	25215	19535	0	28837	73587
SEPTIEMBRE	0	0	57765	43495	0	66840	168100
OCTUBRE	0	0	0	47269	35670	52055	134994
NOVIEMBRE	0	51984	38802	0	0	53485	144271
DICIEMBRE	30921	23476	0	0	0	37494	91891

Fuente: Elaboración propia

En estas facturas, los precios de la energía se desglosan de la siguiente manera:

Tabla 10: Desglose del precio de la energía en la tarifa 6.1 TD

FACTURA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
PRECIO ENERGIA (€/kWh)	0,260022	0,247798	0,230348	0,220531	0,212775	0,210992
PRECIO OMIE (€/kWh)	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041
CARGOS Y PEAJES (€/kWh)	0,051922	0,039698	0,022248	0,012431	0,004675	0,002892
FEE (€/kWh)	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

Fuente: Elaboración propia

Así podemos obtener el precio de la energía consumida mes a mes de una forma matemática:

Tabla 11: Coste mensual y anual del término de energía

	COSTE ANUAL											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Coste(€)	34483	39129	41508	36787	34520	43879	38565	16201	37001	28997	33104	21768

Fuente: Elaboración propia

Lo que nos da un coste de energía total de 405.941€ al año sólo en energía consumida. Podemos apreciar unos picos de consumos en los meses de marzo y junio y por otro lado, los meses en los que se consume menos energía son agosto y diciembre debido a que la empresa cierra por vacaciones de navidad y de verano.

Teniendo en cuenta el gran coste que supone el consumo energético para la empresa y el impacto que supone a nivel ambiental, la opción de poner en funcionamiento una instalación de autoconsumo es muy interesante y más todavía si la explotación de la instalación tiene origen renovable. Es por ello que a continuación desarrollaremos la posibilidad de incorporar una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo que pueda apoyar al consumo y la economía de la empresa.

2.2. Cálculo de la energía generada y autoconsumida

2.2.1. Justificación de potencia a instalar

2.2.1.1. Consumos:

En primer lugar, debemos exponer los criterios a tener en cuenta a la hora de dimensionar la potencia pico y nominal de la instalación a implementar. Para ello, partiremos de los datos de consumo de la empresa y en base a ellos, podremos plantear un punto de partida.

Las instalaciones fotovoltaicas obtienen su pico de producción en las horas de sol pico de la localización en las que se ubiquen. Para el caso concreto de Valencia, se tiene un promedio de 2091,45 horas de sol pico al año, una media de 5,73 horas de sol pico al día. De esta manera, se analizarán los consumos que se generan en la empresa entre las 11:00 y las 17:00 (horario de verano) y se buscará una potencia pico a instalar que pueda satisfacer la demanda energética en esas horas, estudiaremos todos los días a excepción de los fines de semana con el objetivo de ser más precisos en el dimensionado excluyendo sábados y domingos, días en los que haya producción y por lo tanto el consumo queda reducido al mínimo posible.

Tabla 12: Consumo medio horario en días laborales el las horas de sol pico

CONSUMO MEDIO HORARIO EN DÍAS LABORALES PARA HORAS DE SOL PICO							
DÍA/HORA	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	MEDIA
LUNES	306,4	296,1	281,7	280,9	283,6	280,4	288,2
MARTES	326,2	312,0	307,3	299,7	295,2	294,2	305,8
MIÉRCOLES	351,2	326,5	304,4	305,5	307,6	308,7	317,3
JUEVES	321,5	308,8	294,0	290,2	290,0	291,3	299,3
VIERNES	315,5	300,6	279,8	274,2	277,6	277,3	287,5

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior, se muestran los consumos medios por hora en días laborales para las horas de sol pico comentadas anteriormente. Sin embargo, esta media queda condicionada por algunos de los meses en los que la producción es reducida debido a cierres de la empresa como por ejemplo el mes de agosto, festivos o periodos de producción baja. Es por ello que haremos el mismo estudio para el mes más restrictivo y desfavorable que tenga mayores consumos. En el caso del año 2021 es Junio:

Tabla 13: Consumo medio horario en días laborales para horas de sol pico en mes desfavorable

CONSUMO MEDIO HORARIO EN DÍAS LABORALES PARA HORAS DE SOL PICO EN EL MES MÁS DESFAVORABLE (JUNIO)							
DÍA/HORA	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	MEDIA
LUNES	420,1	407,5	388,0	398,6	381,8	392,1	398,0
MARTES	485,9	439,9	446,6	427,2	424,4	411,9	439,3
MIÉRCOLES	502,7	469,7	403,4	401,4	382,7	416,1	429,3
JUEVES	398,5	378,5	351,5	351,8	403,5	374,5	376,4
VIERNES	474,6	444,0	400,3	395,7	379,4	387,4	413,6

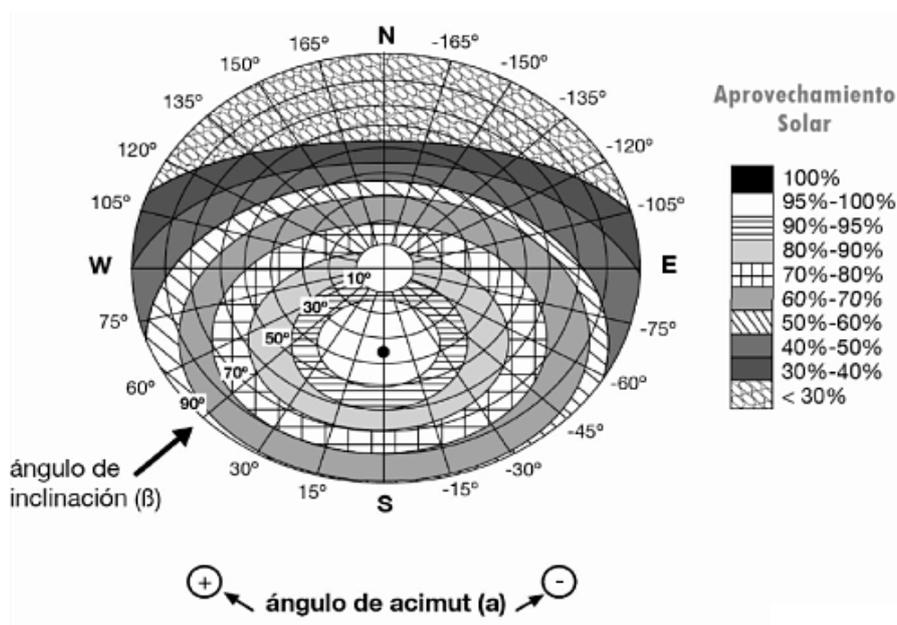
Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar, en el mes de junio la media de consumos en estas horas es notablemente más alto que en la media anual, alcanzando picos de 502,7 kWh consumidos de media.

2.2.1.2. Rendimientos por orientación

Para un correcto dimensionado, es necesario tener en cuenta los rendimientos que se obtienen al orientar de una manera concreta los módulos fotovoltaicos. En este caso, de manera restrictiva y con el objetivo de reducir costes en estructura y aprovechar la arquitectura del espacio disponible sobre las cubiertas de las naves, vemos que los módulos se deberán instalar inclinados 15° , de manera coplanar a las cubiertas. Además, el ángulo de inclinación de los módulos respecto de la orientación sur (0° azimuth) es de 15° positivos, es decir, 15° hacia el oeste. Es por ello, que debemos reajustar los rendimientos en base a factores de corrección.

Tabla 14: Aprovechamiento solar porcentual en base a la orientación e inclinación de los captadores



Fuente: <https://areatecnologia.com/>

En base a esta imagen anterior, cogiendo un ángulo de inclinación $\beta=39,67^\circ$ por ser la latitud del emplazamiento y un ángulo de azimut $\alpha=15^\circ$, obtenemos un aprovechamiento solar entre el 95 y el 100% pero por la situación del punto de corte que nos dan esos dos valores cogemos un aprovechamiento solar del 97%, el cual deberemos tener en cuenta a la hora de corregir la energía captada por los módulos.

Por otro lado, al estar a una inclinación de 15° , nos acogeremos a la siguiente tabla en base a la latitud de la instalación de aproximadamente 39° :

Tabla 15: Factores de corrección en función de la latitud y la inclinación de los captadores

Latitud = 39°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.09	1.08
10	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.1	1.14	1.17	1.16
15	1.19	1.16	1.11	1.07	1.03	1.02	1.03	1.07	1.13	1.2	1.24	1.23
20	1.25	1.2	1.14	1.07	1.03	1.01	1.03	1.08	1.16	1.25	1.31	1.29
25	1.29	1.23	1.15	1.07	1.02	1	1.02	1.08	1.18	1.29	1.36	1.35
30	1.33	1.25	1.16	1.07	1	.97	1	1.08	1.19	1.33	1.41	1.4
35	1.35	1.27	1.16	1.05	.97	.94	.98	1.06	1.2	1.35	1.45	1.43
40	1.37	1.27	1.15	1.03	.94	.91	.94	1.04	1.19	1.37	1.48	1.46
45	1.38	1.27	1.14	1	.9	.87	.9	1.01	1.18	1.37	1.5	1.48
50	1.39	1.26	1.12	.97	.86	.82	.86	.98	1.16	1.37	1.51	1.5
55	1.38	1.25	1.09	.93	.81	.77	.81	.94	1.13	1.36	1.51	1.5
60	1.37	1.22	1.05	.88	.75	.71	.75	.89	1.1	1.34	1.51	1.49
65	1.35	1.19	1.01	.83	.69	.65	.69	.83	1.05	1.31	1.49	1.47
70	1.32	1.15	.96	.77	.63	.58	.63	.77	1	1.27	1.46	1.45
75	1.28	1.11	.91	.7	.56	.51	.56	.71	.95	1.23	1.42	1.41
80	1.23	1.06	.84	.64	.49	.43	.48	.64	.88	1.17	1.37	1.37
85	1.18	1	.78	.56	.41	.35	.41	.56	.81	1.11	1.32	1.32
90	1.12	.93	.71	.49	.33	.28	.33	.49	.74	1.04	1.25	1.26

Fuente: www.cleanergysolar.com

Para una latitud de 39° y una inclinación de 15° , deberemos tener en cuenta los factores de corrección de la cuarta fila para cada mes del año. Tomando valores mayores para los meses de invierno.

2.2.1.3. Potencia pico y nominal a instalar

En base a lo comentado en los puntos anteriores, se elegirá una potencia nominal a instalar de 500 kW con una potencia pico sobredimensionada de 567,6 kWp, un valor algo superior con el objetivo de tener un aprovechamiento mayor del recurso solar en las horas que no corresponden al periodo de máxima captación y así obtener una producción eléctrica acorde a las necesidades durante un tiempo más extenso.

Además, también se busca una distribución más simétrica y estética aprovechando de manera eficiente el espacio disponible.

2.2.2. Producción y consumo

Una vez determinada la potencia pico y nominal a instalar, recurrimos a la herramienta PVGIS para conocer los valores de producción que se generarían:

Ilustración 3: PVGIS

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

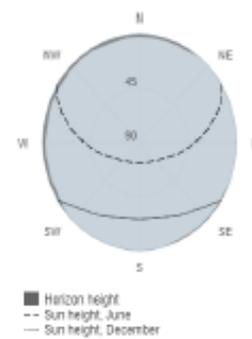
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 39.670,-0.263
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 567.6 kWp
 System loss: 7 %

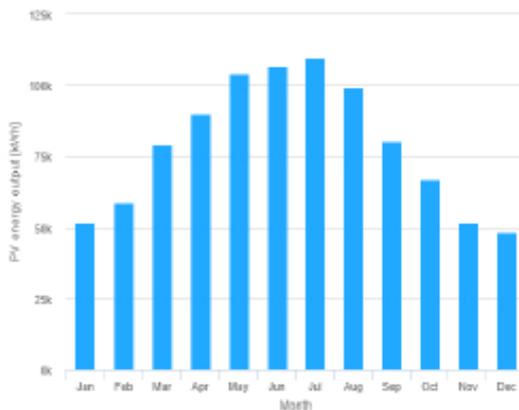
Simulation outputs

Slope angle: 15 °
 Azimuth angle: 15 °
 Yearly PV energy production: 946207.23 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1985.51 kWh/m²
 Year-to-year variability: 23969.12 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.96 %
 Spectral effects: 0.51 %
 Temperature and low irradiance: -7.44 %
 Total loss: -16.04 %

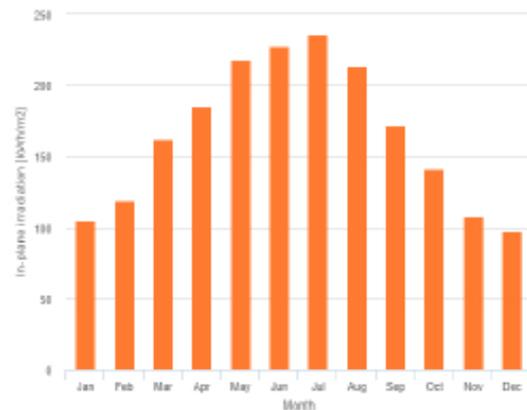
Outline of horizon at chosen location



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m	
January	51657.7105.0	6830.6		E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
February	58623.6119.4	7102.8		H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m ²].
March	79107.6161.9	7406.3		SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].
April	89935.3185.6	5987.9		
May	103825.218.0	8158.8		
June	106763.227.5	2768.6		
July	109821.236.2	3799.5		
August	99304.9213.4	4057.3		
September	80322.2172.2	4535.2		
October	66827.7141.0	6405.9		
November	51865.8107.6	5782.9		
December	48151.797.7	3856.0		

Fuente: <https://re.jrc.ec.europa.eu/>

2.2.3. Cálculo de las pérdidas por sombras

La instalación no se ve afectada por sombras

2.2.4. Cálculo de la energía generada y autoconsumida

En base a PVGIS y a las siguientes tablas que nos determinan los factores de corrección en función de las características de la instalación (latitud, ángulo de inclinación y ángulo de orientación), podemos determinar la energía generada por todos los módulos. Para una latitud de 39º, un ángulo de inclinación de 15º y un ángulo de orientación de 15º, averiguaremos la generación de la instalación. Para ello, calcularemos en primer lugar la irradiancia útil por metro cuadrado para este caso concreto y posteriormente aplicar los factores de corrección anteriormente citados.

Tabla 16: Obtención de la irradiancia útil a partir de la irradiación global horizontal

MES	IRRADIACION GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m2)	FACTOR DE CORRECCIÓN 15	IRRADIACION GLOBAL INCLINADA (kWh/m2)	RENDIMIENTO POR ORIENTACIÓN	IRRADIANCIA ÚTIL (kWh/m2)
ENERO	105,00	1,19	124,95	0,93	116,20
FEBRERO	119,40	1,16	138,50	0,93	128,81
MARZO	161,94	1,11	179,75	0,93	167,17
ABRIL	185,58	1,07	198,57	0,93	184,67
MAYO	217,99	1,03	224,53	0,93	208,81
JUNIO	227,46	1,02	232,01	0,93	215,77
JULIO	236,25	1,03	243,34	0,93	226,30
AGOSTO	213,44	1,07	228,38	0,93	212,39
SEPTIEMBRE	172,19	1,13	194,57	0,93	180,95
OCTUBRE	141,04	1,20	169,25	0,93	157,40
NOVIEMBRE	107,57	1,24	133,39	0,93	124,05
DICIEMBRE	97,69	1,23	120,16	0,93	111,75
MEDIA ANUAL	150,39		171,57		159,56

Fuente: Elaboración propia

En base a la irradiación que reciben los módulos, es posible conocer la energía generada por la instalación.

En base a las características técnicas y mecánicas de los módulos podremos averiguar el objetivo planteado. Con un total de 1032 módulos y unas medidas de 2,256x1,133m además de un rendimiento del 21,5% según la ficha técnica de los mismos ya tenemos todos los datos necesarios para realizar los cálculos:

Ilustración 4: Características mecánicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tipo de célula	Monocristalina 182*91mm
Número de células	144 (6x24)
Dimensiones del módulo	2256x1133x35mm
Peso	29 kg
Cubierta frontal	3.2mm vidrio templado con recubrimiento AR
Marco	Aleación de aluminio claro anodizado (plateado o negro)
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos
Cable	4mm ² , 1400mm
Conector	MC4 o compatible con MC4

Fuente: <https://shop.arentio.com/>

Ilustración 5: Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos seleccionados

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE STC		525W	530W	535W	540W	545W	550W
Potencia Nominal (Pmax)		525W	530W	535W	540W	545W	550W
Tensión de circuito abierto (VOC)		48.8V	49.0V	49.2V	49.4V	49.6V	49.8V
Corriente Cortocircuito (ISC)		13.71A	13.76A	13.81A	13.87A	13.93A	13.99A
Tensión a Máxima Potencia (Vmp)		40.6V	40.8V	41.0V	41.2V	41.4V	41.6V
Corriente a Máxima Potencia (Imp)		12.94V	13.00A	13.05A	13.11A	13.17A	13.23A
Eficiencia del Módulo (%)		20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Temperatura de funcionamiento		-40 C to +85 C					
Tensión Máxima del Sistema		1000V DC/1500V DC					
Rango de Resistencia al Fuego		Tipo I (según UL 1703)/Clase C (IEC61730)					
Valor Nominal del Fusible		25A					

Fuente: <https://shop.arentio.com/>

Tabla 17: Energía generada neta mensualmente a partir de la irradiancia útil

IES	IRRADIANCIA ÚTIL (kWh/m2)	IRRADIANCIA ÚTIL MÓDULOS (kWh)	EFICIENCIA MÓDULOS %	ENERGÍA GENERADA BRUTA (kWh/mes)	PERDIDAS INTERNAS %	ENERGIA GENERADA NETA (kWh/mes)
ENERO	116,20	306526,42	21,50	65903,18	15,00	56017,70
FEBRERO	128,81	339776,99	21,50	73052,05	15,00	62094,25
MARZO	167,17	440969,72	21,50	94808,49	15,00	80587,22
ABRIL	184,67	487131,93	21,50	104733,37	15,00	89023,36
MAYO	208,81	550814,60	21,50	118425,14	15,00	100661,37
JUNIO	215,77	569163,26	21,50	122370,10	15,00	104014,59
JULIO	226,30	596953,76	21,50	128345,06	15,00	109093,30
AGOSTO	212,39	560262,10	21,50	120456,35	15,00	102387,90
SEPTIEMBRE	180,95	477329,22	21,50	102625,78	15,00	87231,91
OCTUBRE	157,40	415197,95	21,50	89267,56	15,00	75877,42
NOVIEMBRE	124,05	327223,51	21,50	70353,06	15,00	59800,10
DICIEMBRE	111,75	294772,44	21,50	63376,07	15,00	53869,66
ANUAL				1153716,21		980658,78

Fuente: Elaboración propia

Se ha interpretado un porcentaje de pérdidas internas del 15% que asociamos al tramo existente desde la captación de la energía hasta la inyección final al cuadro general de protecciones. Así mismo, obtenemos un total de 980.658,78 kWh netos generados por la instalación.

A continuación, calcularemos la energía consumida durante las horas de sol del año en cuestión, para ello construiremos una tabla que muestre el sumatorio de consumos mensual en función de la franja horaria siempre y cuando esta franja horaria sea diurna y compararemos la suma de consumos mensual con la energía generada neta mensual. Nos apoyaremos en el siguiente gráfico en el que se muestran las horas de luz y de noche en la ciudad de Valencia:

Ilustración 6: Horas de sol durante el año en Valencia

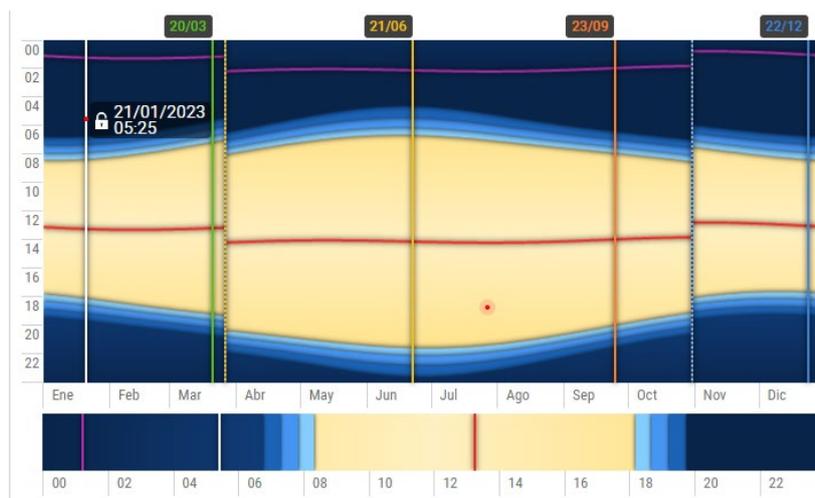


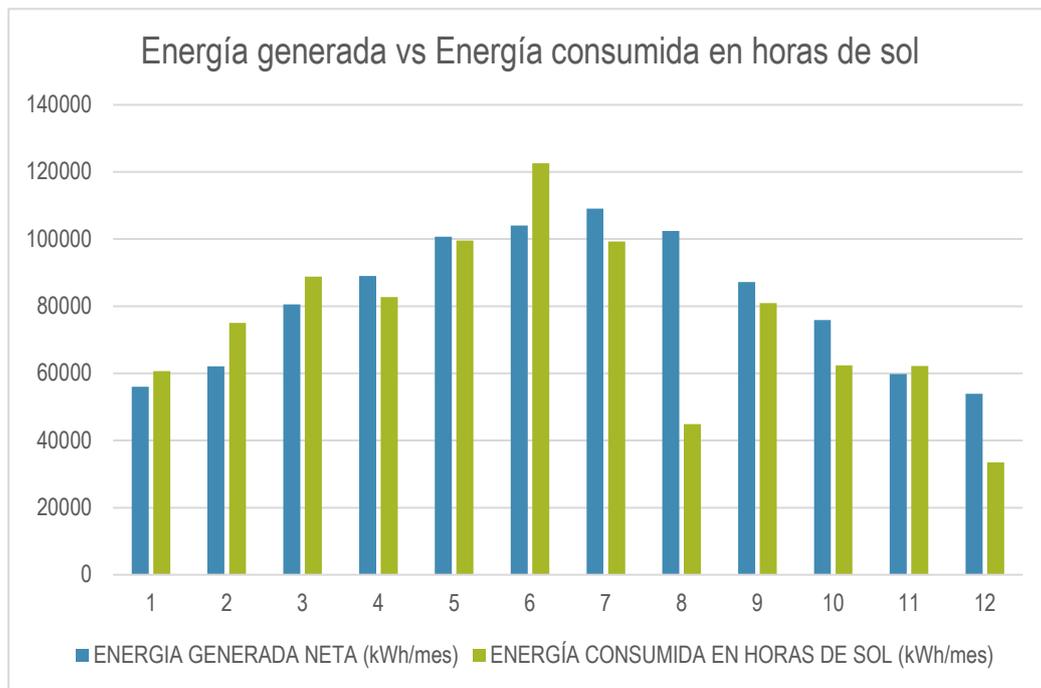
Tabla 18: Consumo total horario y mensual en las horas de sol

CONSUMO MENSUAL TOTAL PARA HORAS DE SOL																
MES/HORA	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	TOTAL
ENERO	-	6118	6625	7041	6957	7052	6861	6614	6656	6773	-	-	-	-	-	60697
FEBRERO	-	7253	7472	8004	8069	7764	7527	7283	7519	7200	6975	-	-	-	-	75066
MARZO	7251	8210	8152	8616	8571	8498	8189	7959	7972	7863	7534	-	-	-	-	88815
ABRIL	-	7729	7809	7767	7632	7136	6483	6544	6639	6546	6147	6188	6076	-	-	82696
MAYO	7402	7268	7859	8098	7825	7477	7187	6921	6904	7114	6473	6530	6282	6186	-	99526
JUNIO	9215	9377	9884	10027	9923	9302	8713	8543	8502	8547	7738	7686	7647	7490	7945	122594
JULIO	7225	7527	7912	8134	7814	7286	7206	7271	7226	6854	6363	6258	6189	5992	6113	99257
AGOSTO	3399	3352	3521	3464	3392	3144	3084	3086	3067	3100	3087	3078	3019	3055	-	44848
SEPTIEMBRE	-	7723	7406	7200	6995	6680	6428	6384	6283	6687	6411	6235	6444	-	-	80876
OCTUBRE	5853	5921	5853	6392	6304	5621	5361	5352	5187	5276	5272	-	-	-	-	62392
NOVIEMBRE	-	7599	7289	6576	6424	6331	5727	5679	5534	5389	5598	-	-	-	-	62146
DICIEMBRE	-	3897	3747	3946	3943	3820	3592	3479	3604	3461	-	-	-	-	-	33489

Fuente: Elaboración propia

Comparando la energía generada con la consumida podemos obtener algunas conclusiones teniendo en cuenta que la distribución horaria de consumos y de producción no son lineales y cada una sigue un patrón diferente, sin embargo, si comparamos los valores absolutos podremos saber si el dimensionado de la instalación ha sido correcto:

Tabla 19: Energía generada comparada con la consumida por mes



Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar, los valores son muy parejos a excepción de los meses de agosto y diciembre como podíamos esperar.

Con el objetivo de profundizar en el análisis tanto energético como económico, se ha planteado la situación de dividir los datos mensuales de producción energética obtenidos en PVGIS de manera equitativa entre todos los días del mes y apoyándonos en la tabla anterior en la que se analizaba la producción en función de las horas de sol, se ha hecho una distribución de la producción de manera particular para cada mes con una distribución de campana de Gauss, a continuación se muestra cómo se ha realizado la distribución para el mes de mayo como ejemplo:

Cálculos Justificativos

ANÁLISIS ECONÓMICOENERGÉTICO ABRIL						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P4	41849	9229	31368	20807	4589	10560
P5	33060	7034	36193	19715	4195	16479
P6	97272	20524	24568	22515	4751	2052
TOTAL MENSUAL	172181	36787	92129	63037	13534	29092

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO MAYO						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P4	59114	13036	56006	34820	7679	21187
P5	44702	9511	35818	29011	6173	6807
P6	56741	11972	44687	8147	1719	36540
TOTAL MENSUAL	160557	34520	136511	71977	15570	64534

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO JUNIO						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P3	73881	17018	39147	39109	9009	38
P4	56440	12447	38472	34944	7706	3527
P6	68317	14414	29145	8310	1753	20835
TOTAL MENSUAL	198638	43879	106764	82363	18468	24401

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO JULIO						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P1	58720	15268	30906	23004	5981	7903
P2	44020	10908	24096	18026	4467	6070
P6	58677	12380	50788	25572	5395	25216
TOTAL MENSUAL	161417	38557	105791	66601	15844	39189

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO AGOSTO						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P3	25215	5808	35237	16659	3837	18578
P4	19535	4308	35890	12712	2803	23178
P6	28837	6084	28837	5345	1128	23492
TOTAL MENSUAL	73587	16201	99964	34716	7768	65248

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO SEPTIEMBRE						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P3	57765	13306	28015	26344	6068	1671
P4	43495	9592	32325	25213	5560	7112
P6	66840	14103	21942	5182	1093	16759
TOTAL MENSUAL	168100	37001	82281	56739	12722	25542

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO OCTUBRE						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P4	47269	10424	24521	20354	4489	4168
P5	35670	7590	22815	18987	4040	3828
P6	52055	10983	52055	4798	1012	47257
TOTAL MENSUAL	134994	28997	99391	44138	9541	55253

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO NOVIEMBRE						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P2	51984	12882	19017	17447	4323	1571
P3	38802	8938	19017	16982	3912	2035
P6	53485	11285	13831	2909	614	10922
TOTAL MENSUAL	144271	33104	51866	37338	8849	14528

ANÁLISIS ECONÓMICO Y ENERGÉTICO DICIEMBRE						
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)	EXCEDENTE(kWh)
P1	30921	8040	20840	11407	2966	9433
P2	23476	5817	14886	9098	2254	5788
P6	37494	7911	12426	2579	544	9847
TOTAL MENSUAL	91891	21768	48152	23084	5765	25068

Fuente: Elaboración propia

Agrupando todos los meses, podemos obtener un balance global del año estudiado:

Tabla 22: Análisis económico anual del aprovechamiento directo de la instalación fotovoltaica

ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL (APROVECHAMIENTO DIRECTO)					
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)
P1	203916	53023	87264	68315	17763
P2	272297	67475	131729	111223	27561
P3	247565	57026	136958	128189	49419
P4	267702	59037	197742	147501	32528
P5	113432	24135	94826	67712	14407
P6	688395	145246	324474	99019	20892
TOTAL ANUAL	1793307	405941	972994	620287	142295

Fuente: Elaboración propia

En esta tabla en la que se ha estudiado hora por hora los balances de energía producida frente a la consumida observamos que se deja de consumir un total de 620.287 kWh/año de energía procedente de la red, lo cual supone un ahorro económico de 142.295€/año para los precios de la energía planteados anteriormente. Sin embargo, como punto negativo a tener en cuenta, vemos que el excedente de producción supone cerca del 36,2% de la energía producida.

Con el objetivo de hacer un balance más real del impacto de la instalación fotovoltaica, eliminaremos del balance el mes de agosto, donde la empresa está cerrada y el periodo valle, que englobará principalmente los fines de semana en los que no se encuentra operando. El resultado obtenido es el siguiente:

Tabla 23: Análisis económico anual del aprovechamiento directo de la instalación excluyendo el periodo P6

ANÁLISIS ECONÓMICO ANUAL (SIN P6 NI AGOSTO)					
	CONSUMO(kWh)	COSTE(€)	PRODUCCIÓN(kWh)	AHORRO (kWh)	AHORRO (€)
P1	203916	53023	87264	68315	17763
P2	272297	67475	131729	111223	27561
P3	247565	51218	116429	109859	25306
P4	267702	54729	161852	134789	29725
P5	113432	24135	94826	67712	14407
TOTAL ANUAL	1104912	250579	592101	491897	114762

Fuente: Elaboración propia

En este caso la situación es muy diferente, eliminando de la ecuación aquellos periodos tanto tarifarios como temporales en los que la empresa no está operando, el porcentaje de energía generada que se vertería a red como excedente de producción se reduce al 16,5%. Un valor que muestra el correcto dimensionado de la instalación fotovoltaica. Este porcentaje podría ajustarse más eliminando el periodo de diciembre que también está cerrada.

Volviendo a la tabla de análisis económico anual de aprovechamiento directo, podemos obtener la relación entre el coste inicial de la factura anual y el ahorro que se produciría al poner en marcha la instalación, partiendo de un coste de 405.941 €/año, se daría lugar a una reducción del 35,05% del coste del término de energía reduciéndose a 263.646€. En cuanto a la energía consumida procedente de la red, se reduciría en un 34,59% pasando de 1.793.307 kWh/año a 1.173.020 kWh/año, lo cual supone teniendo en cuenta que a cada kWh de energía consumida se asocian 0,273 kg de CO₂, se estaría evitando la emisión de un total de 169.338,35 kg de CO₂ a la atmósfera en el primer año, lo cual afectaría también a la factura de manera positiva reduciendo más el importe de la misma.

Por otro lado, al tratarse de una instalación de más de 100kW de potencia nominal, no se podría llevar a cabo el vertido a red de los excedentes y no se podría compensar económicamente esa diferencia entre la energía producida y la consumida procedente de la instalación fotovoltaica en la factura. Sin embargo, sería posible establecer un contrato con la compañía distribuidora para vender ese excedente como productor. No se puede concretar un precio para esa energía producida no autoconsumida y quedaría en manos de la negociación de la empresa con la distribuidora.

2.4. Estudio de amortización

Para realizar el estudio de amortización supondremos una vida útil de la instalación de 25 años en su conjunto ya que no existen elementos como baterías que den lugar a un deterioro anterior de la instalación.

Para ello, supondremos que el precio de la energía para cada periodo se mantiene constante durante esos 25 años y que existe una pérdida de producción teórica anual del 0,4% respecto al año inicial, en base al presupuesto planteado, se pretende hacer una inversión de 342.045,32€ en el año cero que irá compensándose con el paso del tiempo.

Cabe destacar que en este estudio de amortización no se ha tenido en cuenta la energía vendida a la comercializadora, se ha tenido en cuenta únicamente el impacto de la instalación sobre el funcionamiento de la empresa y el ahorro energético y económico que supondría para la misma.

Con el objetivo de simplificar los cálculos, interpretaremos que el porcentaje de energía consumida en cada periodo sobre el total anual va a ser constante para los 25 años siguientes, de esta manera, el coste de energía ahorrado será directamente proporcional a la cantidad de energía consumida anual procedente de la instalación fotovoltaica.

En la siguiente tabla se muestra la posible evolución económica que supondría la implantación de la instalación:

Tabla 24: Estudio de amortización excluyendo las tarifas de mantenimiento durante los 25 años de vida útil de la instalación

AMORTIZACIÓN				
AÑO	INVERSIÓN	ENERGÍA CONSUMIDA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (kWh/año)	COSTE AHORRADO	AMORTIZACIÓN
0	359626,39	0,00	0,00	-359626,39
1	0,00	617806,24	142295,43	-217330,96
2	0,00	615325,10	141723,96	-75607,00
3	0,00	612843,95	141152,49	65545,49
4	0,00	610362,80	140581,02	206126,51
5	0,00	607881,65	140009,56	346136,07
6	0,00	605400,50	139438,09	485574,16
7	0,00	602919,35	138866,62	624440,78
8	0,00	600438,20	138295,15	762735,94
9	0,00	597957,05	137723,69	900459,63
10	0,00	595475,90	137152,22	1037611,84
11	0,00	592994,75	136580,75	1174192,60
12	0,00	590513,60	136009,28	1310201,88
13	0,00	588032,45	135437,82	1445639,70
14	0,00	585551,30	134866,35	1580506,05
15	0,00	583070,15	134294,88	1714800,93
16	0,00	580589,00	133723,41	1848524,34
17	0,00	578107,85	133151,95	1981676,29
18	0,00	575626,70	132580,48	2114256,77
19	0,00	573145,55	132009,01	2247694,45
20	0,00	570664,40	131437,54	2379131,99
21	0,00	568183,25	130866,08	2509998,07
22	0,00	565702,10	130294,61	2640292,67
23	0,00	563220,95	129723,14	2770015,82
24	0,00	560739,80	129151,67	2899167,49
25	0,00	558258,65	128580,21	3027747,69

Fuente: Elaboración propia

Como podemos ver en la tabla anterior, pasados 25 años, si se sigue la tendencia que se ha dado en el año estudiado para el análisis de producción y consumos, se puede esperar un ahorro de 3.027.747,69€ sobre el total de las facturas eléctricas del periodo estudiado atendiendo únicamente al término de energía. Sin embargo, los precios de la energía pueden ser muy volátiles y podrían afectar tanto positivamente como negativamente a esta amortización o incluso podría variar la energía consumida por la empresa por diferentes motivos como cambio de maquinarias, nuevos horarios de trabajo o nuevas necesidades de mercado de su sector. Este ejercicio es meramente especulativo, pero se puede llegar a la conclusión de que la amortización de la instalación se daría en un periodo de tiempo reducido comparado con la vida útil de la misma.

2.5. Estudio ambiental de la instalación

La influencia de la instalación, además de abarcar el ámbito energético y económico también tiene una influencia directa sobre el impacto ambiental de la empresa, al realizar una transición energética en la que partes de un estado inicial en el que se consume energía procedente de la red durante todas las horas del día, energía que proviene de diferentes fuentes acorde al mix energético concreto al que atendamos, se pasa a un estado en el que durante las horas diurnas, la principal fuente de energía es la propia instalación fotovoltaica que da lugar a una energía limpia y renovable evitando de esta manera una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

En base al CNMC, según el mix energético de 2022, cada kWh de energía consumida procedente de la red suponía una emisión a la atmósfera de 0,273kg de CO₂ equivalente, 0,219kg de NO_x y 0,256kg de SO₂. En base a estos factores de conversión y a los datos representados en la tabla anterior de amortización, podemos averiguar las toneladas de gases de efecto invernadero que se evitarán al poner en funcionamiento la instalación.

La energía generada que será autoconsumida asciende al total de 14.707.014,12kWh durante los 25 años de vida útil de la instalación. Aplicando los factores de conversión:

- Tn CO₂ equivalente = $14.707.014,12 * 0,273 / 1000 = 4.015,01$
- Tn NO_x = $14.707.014,12 * 0,219 / 1000 = 3.220,83$
- Tn SO₂ = $14.707.014,12 * 0,256 / 1000 = 3.764,99$

Al evitar la emisión de esa cantidad de gases de efecto invernadero se estará ayudando de manera activa a la transición energética disminuyendo de una manera muy significativa la huella de carbono producida.

Al mismo tiempo, también tiene una repercusión indirecta sobre la economía de la empresa ya que podría suponer compensaciones en la factura eléctrica al dejar de emitir esos gases y también podría significar la exención del pago de posibles multas por exceso de emisiones.

De manera análoga, la energía vertida a la red que no sea requerida por la industria sería totalmente limpia y podría ser aprovechada por otros usuarios ayudando de manera pasiva a la

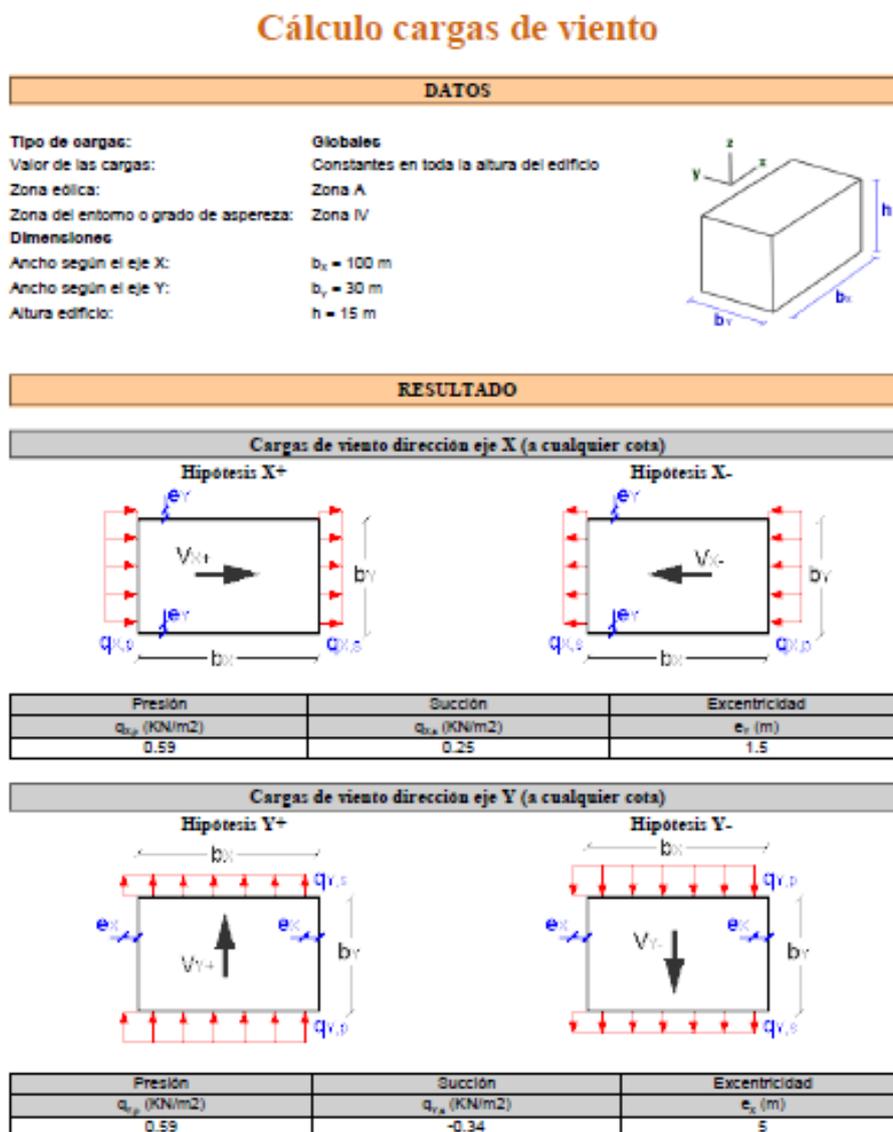
transición del mix energético hacia un futuro con mayor influencia de las energías renovables siguiendo con el objetivo global de la descarbonización en busca de un desarrollo sostenible.

2.6. Estudio de cargas de la estructura

2.6.1. Acción del viento

El estudio de acción del viento se lleva a cabo mediante el uso del software calculo civil disponible online.

Ilustración 7: Cálculo de cargas de viento para cada nave



Fuente: <https://calculocivil.com/es>

Ilustración 8: Cálculo de cargas de viento para cada nave

DETALLES DEL CÁLCULO

Notación y metodología según CTE DB SE-AE

Cargas con dirección eje X

- Presión: $q_{v,p} = q_b \cdot c_s \cdot c_{v,p} = 0.42 \cdot 2 \cdot 0.7 = 0.59 \text{ KN/m}^2$
- Succión: $q_{v,s} = q_b \cdot c_s \cdot c_{v,s} = 0.42 \cdot 2 \cdot (-0.3) = 0.25 \text{ KN/m}^2$
- Excentricidad: $e_x = b_y \cdot 5/100 = 30 \cdot 5/100 = 1.5 \text{ m}$

Cargas con dirección eje Y

- Presión: $q_{v,p} = q_b \cdot c_s \cdot c_{v,p} = 0.42 \cdot 2 \cdot 0.7 = 0.59 \text{ KN/m}^2$
- Succión: $q_{v,s} = q_b \cdot c_s \cdot c_{v,s} = 0.42 \cdot 2 \cdot (-0.4) = -0.34 \text{ KN/m}^2$
- Excentricidad: $e_y = b_x \cdot 5/100 = 100 \cdot 5/100 = 5 \text{ m}$

donde:

- q_b (presión dinámica del viento) = 0.42 KN/m²
según anejo D para Zona A
- c_s (coeficiente de exposición) = 2
Para edificio urbano de hasta 8 plantas
- Coeficientes eólicos según eje X:
 $c_{v,p}$ (presión) = 0.7, $c_{v,s}$ (succión) = 0.3
según tabla 3.5, para esbeltez = $h/b_x = 15/100 = 0.15$
- Coeficientes eólicos según eje Y:
 $c_{v,p}$ (presión) = 0.7, $c_{v,s}$ (succión) = -0.4
según tabla 3.5, para esbeltez = $h/b_y = 15/30 = 0.5$

Fuente: <https://calculocivil.com/es>

Suponiendo una velocidad máxima lo más desfavorable posible, elegimos unos 150km/h, partiendo de la premisa de que, en condiciones normales, la fuerza del viento a 50km/h sobre una superficie de un metro cuadrado corresponde a 15kg de peso para este tipo de instalaciones fotovoltaicas con estructura metálica coplanar.

De esta manera, el peso por regla de tres que supondrá un viento de 150km/h será de 45kg/m².

2.6.2. Cálculo de cargas debidas a la nieve

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta una posible caída de nieve sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos, teniendo que ser el tejado del edificio el que aguante este peso añadido.

$$Q_n = \mu * s_k$$

Donde μ es el coeficiente de forma del tejado que obtenemos de la tabla 3.5.3 del DBSE-AE y s_k es el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal.

Ilustración 9: Valores característicos de la carga de nieve sobre terreno horizontal para las principales ciudades españolas

Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²	Capital	Altitud m	s_k kN/m ²
Albacete	690	0,6	Guadalajara	680	0,6	Pontevedra	0	0,3
Alicante/Alacant	0	0,2	Huelva	0	0,2	Salamanca	780	0,5
Almería	0	0,2	Huesca	470	0,7	S.Sebastián/Donosita	0	0,3
Ávila	1.130	1,0	Jaén	570	0,4	Santander	0	0,3
Badajoz	180	0,2	León	820	1,2	Segovia	1.000	0,7
Barcelona	0	0,4	Lérida/Lleida	150	0,5	Sevilla	10	0,2
Bilbao / Bilbo	0	0,3	Logroño	380	0,6	Soria	1.090	0,9
Burgos	860	0,6	Lugo	470	0,7	Tarragona	0	0,4
Cáceres	440	0,4	Madrid	660	0,6	Tenerife	0	0,2
Cádiz	0	0,2	Málaga	0	0,2	Teruel	950	0,9
Castellón	0	0,2	Murcia	40	0,2	Toledo	550	0,5
Ciudad Real	640	0,6	Orense/Ourense	130	0,4	Valencia/València	0	0,2
Córdoba	100	0,2	Oviedo	230	0,5	Valladolid	690	0,4
Coruña/A Coruña	0	0,3	Palencia	740	0,4	Vitoria/Gasteiz	520	0,7
Cuenca	1.010	1,0	Palma de Mallorca	0	0,2	Zamora	650	0,4
Gerona / Girona	70	0,4	Palmas, Las	0	0,2	Zaragoza	210	0,5
Granada	690	0,5	Pamplona/Iruña	450	0,7	Ceuta y Melilla	0	0,2

Fuente: <https://www.boe.es/>

Para μ se toma el valor 1 puesto que la cubierta está a 15º y el valor que toma para esa inclinación es de 1.

En base a los valores de la tabla, deducimos que:

$$Q_n = 0,2 \frac{kN}{m^2}$$

$$Q_n = 0,2 * 9,81 * 10 = 19,62 \frac{kg}{m^2}$$

2.6.3. Cargas sobre el tejado

Además de las cargas por viento y nieve para el caso más desfavorable, hay que incluir a este sumatorio de pesos por metro cuadrado el propio peso de los módulos, tornillería, estructura y cableado. De esta manera, para total de 1032 módulos de 2,256x1,133 con un peso de 29kg repartidos sobre un total de 3000m², el peso total por metro cuadrado será de 9,976kg/m². Además de los módulos, hay que incluir el peso de la tornillería, cableado y la estructura que al ser coplanar interpretaremos que la suma de estos tres elementos dará un peso de 2,75kg/módulo, que equivale a aproximadamente 1,1kg/m²

El peso total por unidad de superficie de los elementos instalados sobre la cubierta de las naves será de 11,076kg/m².

El peso total por unidad de superficie sobre el tejado será el sumatorio de los valores calculados anteriormente:

Acción del viento sobre el tejado $P_v = 45 \text{ kg/m}^2$

Peso total de los paneles $P_t = 11,076 \text{ kg/m}^2$

Acción de la nieve sobre el tejado $P_n = 19,62 \text{ kg/m}^2$

$$PT = P_v + P_t + P_n = 45 + 11,076 + 19,62 = 75,692 \text{ kg/m}^2$$

Se deberá garantizar que la sobrecarga que debe soportar la cubierta sobre la que se ubican los módulos sea superior a la calculada anteriormente. En caso contrario, se deberá buscar una solución de fijación alternativa a la propuesta o un refuerzo de la estructural la cubierta del edificio para poder llevar a término el proyecto.

El peso calculado se encuentra por debajo de los 100kg/m² que corresponde a la sobrecarga de uso admisible que se indica en el CTE para cubiertas con una inclinación menor a los 20°.

3. Pliego de Condiciones

3.1. Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deberá cumplir la instalación solar fotovoltaica. Se busca conseguir con este pliego de condiciones una guía para instaladores de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo durante la vida útil de los elementos que componen la instalación.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

3.2. Normativa de aplicación

La normativa autonómica y estatal de aplicación a este proyecto es la detallada en el inicio de la memoria.

3.3. Componentes y elementos

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

La instalación incorporará todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico atendiendo a sus características.

El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no deberá provocar averías en la red, tampoco un incumplimiento de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa aplicable.

Al mismo tiempo, el funcionamiento normal de la instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento o para la explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

3.3.1. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos, deberán incorporar el marcado CE, según la directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

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

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

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

- Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

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.

3.3.2. Estructura

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

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

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

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

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

La tornillería será realizada en acero inoxidable y los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no crearán sombra sobre los módulos.

3.3.3. Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3.4. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% para el recorrido con una situación más desfavorable desde un punto de vista técnico.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

3.4. Condiciones de ejecución y montaje

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos, así como de la conservación, buen uso de los materiales que se aporten y cumplimiento de la normativa durante el montaje.

3.4.1. Estructura

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

El almacenaje se realizará en lugar protegido de lluvias, focos de humedad e impactos. No estará en contacto directo con el suelo. Al finalizar la ejecución se realizará retirada de obra de todo el material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

3.4.2. Módulos fotovoltaicos

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

El almacenaje se realizará en lugar protegido de lluvias, focos de humedad e impactos. No estará en contacto directo con el suelo. Al finalizar la ejecución se realizará retirada de obra de todo el

material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

Tras la realización de la interconexión de las series en paralelo, correspondientes a cada inversor, se comprobará que la diferencia de la tensión a circuito abierto es inferior al 5% entre ellas.

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

3.4.3. Inversores y cableado

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

Se identificarán los conductores eléctricos con colores y numeración para su posterior conexión, verificando cuidadosamente antes de hacer cada conexión si la polaridad es correcta. El conexionado eléctrico se aislará e impermeabilizará correctamente, el grado de protección resultante de las conexiones será IP 535 (Norma UNE 20-324).

Las conexiones eléctricas serán siempre embornadas. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

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

Los conductores que discurran sobre el suelo se fijarán mediante abrazaderas metálicas o plastificadas y se asegurará que su colocación imposibilita el accidente por el tránsito del personal.

Los equipos electrónicos y aparatos incluidos en la instalación cumplirán las condiciones de seguridad de la Norma UNE 20-5141, que le sean aplicables.

El almacenaje se realizará en lugar protegido de lluvias, focos de humedad e impactos. No estará en contacto directo con el suelo. Al finalizar la ejecución se realizará retirada de obra de todo el material sobrante y limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

3.4.4. Medidas de seguridad

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

3.5. Recepción y pruebas

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

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

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

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

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

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

4. Presupuesto

4.1. Presupuesto detallado

A continuación, se detalla el presupuesto de ejecución material del proyecto:

Para elaborar el presupuesto, tendremos en cuenta todos los materiales necesarios para la instalación de todos los equipos y estructuras que componen la instalación fotovoltaica y les restaremos el IVA asociado a los mismos.

En primer lugar, tendremos 1032 módulos con una potencia pico de 550W de la marca Kaseel, los cuales necesitarán ser apoyados sobre estructuras coplanares que interpretaremos a la hora de incluirlo al presupuesto de manera unitaria para cada módulo.

A continuación, incluiremos el resto de los equipos electrónicos y derivados como los inversores, power meter, toroides y smartlogger en base al precio de mercado.

En cuanto a cableado de corriente continua, por el cual circula la energía generada en los módulos fotovoltaicos hasta los inversores. Para averiguar el total de metros requeridos tenemos que fijarnos en la distribución de los módulos sobre las cubiertas y la ubicación de los inversores. La fórmula que aplicaremos para obtener los metros totales de cable de continua de 6mm² será la siguiente:

$(3*(86*1,133)+3*(66*1,133)+3*(46*1,133)+3*(26*1,133)+16*1,133+2)*4+74 = 3200\text{m}$ de cable de corriente continua de 6mm².

En este cálculo se ha tenido en cuenta el número de strings que se encuentran a una misma altura (3) por la distancia a la que se encuentran del punto en el que se ubica la caja de conexiones por el ancho de los módulos (1,133m), se ha multiplicado por el número de inversores que existen (4) y se ha sumado 74 metros por añadir un margen y redondear el total.

Para calcular los metros de bandeja necesarios, simplemente se traza una línea por cada fila de paneles, con un total de 3 filas por inversor tenemos un total de 12 filas de módulos de 100 metros de largo, de esta manera:

$100*12 = 1200\text{m}$ de bandeja de 60x100

Como todo aquel cable que no sea el de 6mm² irá instalado al aire sobre pared o techo, no será necesario instalar tubos.

Para el cable unipolar amarillo verde (cuya función es generar superficies equipotenciales entre los módulos y evitar picos de tensión o de corriente), aproximaremos los metros necesarios a 0,75 metros de cable por módulo más un margen del 10%, con ello nos da un total de 854 metros.

Para los conectores MC4, necesitaremos 4 por string y para los terminales de cobre que necesitaremos uno por cada 3 metros de cable unipolar más un margen del 10%. En total serían 208 conectores MC4 y 313 terminales de cobre.

Para el cable de corriente continua de 120mm² que va desde las cajas de conexiones hasta los inversores, interpretaremos la caída desde el techo hasta el suelo de las 4 naves más 80 metros para llevar todos los campos de módulos al mismo punto. De esta manera:

$$4 \cdot 15 + 80 = 140 \text{m de cable de } 120 \text{mm}$$

Para el cable de corriente alterna que va desde los inversores hasta el cuadro general de alimentación interpretaremos unos 30 metros.

Para la monitorización de la instalación a través del Power Metter se necesitarán 50 metros de cable UTP. Y también un total de 425 bridas, una por cada 10 metros de cable independientemente de su función.

Para completar el presupuesto de licitación en base al anterior, incluiremos el IVA de los productos y las horas de mano de obra necesarias para poder llevar a cabo el montaje de la instalación. Se han asociado unos coeficientes a cada material con el objetivo de obtener una aproximación lo más cercana posible a la realidad de las horas de trabajo necesarias.

Por otro lado, también se han incluido dos porcentajes asociados al coste de la instalación. Un primer porcentaje del 3% sobre el coste total del material con el objetivo de cubrir los gastos de operación de la maquinaria y equipo que pueda requerirse y el pequeño material no detallado en el presupuesto. El segundo porcentaje es del 15% sobre el total de la instalación asociado a la

Presupuesto

dirección de obra, puesta en marcha y todas aquellas tramitaciones que se requieran para poder dar de alta la instalación en los organismos oportunos.

4.2. Presupuesto de ejecución material

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 500kW DE POTENCIA NOMINAL PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01 - PANEL FOTOVOLTAICO			
Ud. PANELES FOTOVOLTAICOS	1032	171,36	176847,27
Modulo Kaseel Solar 550W o similar			
02 - ESTRUCTURA			
Ud. ESTRUCTURA	120	106,49	12778,51
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 8 MÓDULOS COPLANAR CHAPA			
	12	84,49	1013,85
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 6 MÓDULOS COPLANAR CHAPA			
03 - INVERSOR Y ACCESORIOS			
Ud. INVERSOR/ES	4	5726,88	22907,50
INVERSOR GROWATT MAX 125 KTL3-X LV			
Ud. ACCESORIOS	1	420,58	420,58
Power Meter Janitza			
	4	5,37	21,49
Toroide 400/5			
	1	661,30	661,30
Huawei Smartlogger 3000A o similar			
04 - CANALIZACIÓN Y CABLEADO			
m. CABLE CORRIENTE CONTINUA	3200	0,55	1745,46
Cable 6mm2 XLPE			
	120	21,59	2590,41
RZ1-K 120 mm2 XLPE			
m. BANDEJA METÁLICA	1200	4,47	5365,29
Bandeja metálica 60x100			
m. CABLE UNIPOLAR AMARILLO-VERDE	854	1,25	1065,74
Metros CABLE UNIPOLAR Amarillo-Verde,seccion 16mm2			
Ud. Conectores MC4	208	2,80	582,74
Conectores MC4			
Ud. Terminales Cu	313	0,70	219,88
Terminales Cu 16 mm2			
m. CABLE CORRIENTE ALTERNA	30	50,81	1524,30
RZ1-K 95 mm2			
Ud. CUADRO CORRIENTE CONTINUA	13	651,10	8464,29
Cuadro premontado de 4 strings con protecciones + seccionadores+limitador de sobretensiones			

Ud. CUADRO CORRIENTE ALTERNA	1	5227,45	5227,45
Cuadro compuesto por:			
-1 interruptor automático magnetotérmico 4x830A regulable			
-4 interruptores automáticos magnetotérmicos 250A regulable			
m. CABLE CONEXIÓN A INTERNET			
Metros cable UTP CAT6	50	0,83	41,74
Ud. BRIDAS			
Cantidad de bridas de acero inoxidable necesarias	425	0,08	33,37
TOTAL			241511,16

4.3. Presupuesto de licitación

PRESUPUESTO DE LICITACIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 500kW DE POTENCIA NOMINAL PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

	<i>CANTIDAD</i>	<i>PRECIO</i>	<i>IMPORTE</i>
01 - PANEL FOTOVOLTAICO			
Ud. PANELES FOTOVOLTAICOS	1032	207,35	213985,20
Modulo Kaseel Solar 550W o similar			
02 - ESTRUCTURA			
Ud. ESTRUCTURA	120	128,85	15462,00
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 8 MÓDULOS COPLANAR CHAPA			
	12	102,23	1226,76
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 6 MÓDULOS COPLANAR CHAPA			
03 - INVERSOR Y ACCESORIOS			
Ud. INVERSOR/ES	4	6929,52	27718,08
INVERSOR GROWATT MAX 125 KTL3-X LV			
Ud. ACCESORIOS	1	508,90	508,90
Power Meter Janitza			
	4	6,50	26,00
Toroides 400/5			
	1	800,17	800,17
Huawei Smartlogger 3000A o similar			
04 - CANALIZACIÓN Y CABLEADO			
m. CABLE CORRIENTE CONTINUA	3200	0,66	2112,01
Cable 6mm ² XLPE			
	120	26,12	3134,40
RZ1-K 120 mm ² XLPE			
m. BANDEJA METÁLICA	1200	5,41	6492,00
Bandeja metálica 60x100			
m. CABLE UNIPOLAR AMARILLO-VERDE	854	1,51	1289,54
Metros CABLE UNIPOLAR Amarillo-Verde,seccion 16mm ²			
Ud. Conectores MC4	208	3,39	705,12
Conectores MC4			
Ud. Terminales Cu	313	0,85	266,05
Terminales Cu 16 mm ²			
m. CABLE CORRIENTE ALTERNA	30	61,48	1844,40
RZ1-K 95 mm ²			
Ud. CUADRO CORRIENTE CONTINUA	13	787,83	10241,79
Cuadro premontado de 4 strings con protecciones + seccionadores+limitador de sobretensiones			

Ud. CUADRO CORRIENTE ALTERNA	1	6325,21	6325,21
Cuadro compuesto por:			
-1 interruptor automático magnetotérmico 4x830A regulable			
-4 interruptores automáticos magnetotérmicos 250A regulable			
m. CABLE CONEXIÓN A INTERNET			
Metros cable UTP CAT6	50	1,01	50,50
Ud. BRIDAS			
Cantidad de bridas de acero inoxidable necesarias	425	0,10	40,38
05 - MANO DE OBRA			
H. MANO DE OBRA			
Horas de mano de obra necesarias	2491	20,00	49816,82
06 - TRAMITACIÓN			
GASTO Y PEQUEÑO MATERIAL			
Importe asociado al uso de maquinaria y al pequeño material	5845	1,00	5844,57
TRAMITACIONES Y GESTIÓN			
Dirección de obra, legalizaciones y puesta en marcha	11736	1,00	11736,50
TOTAL			359626,39

5. Planos

5.1. Conjunto de planos

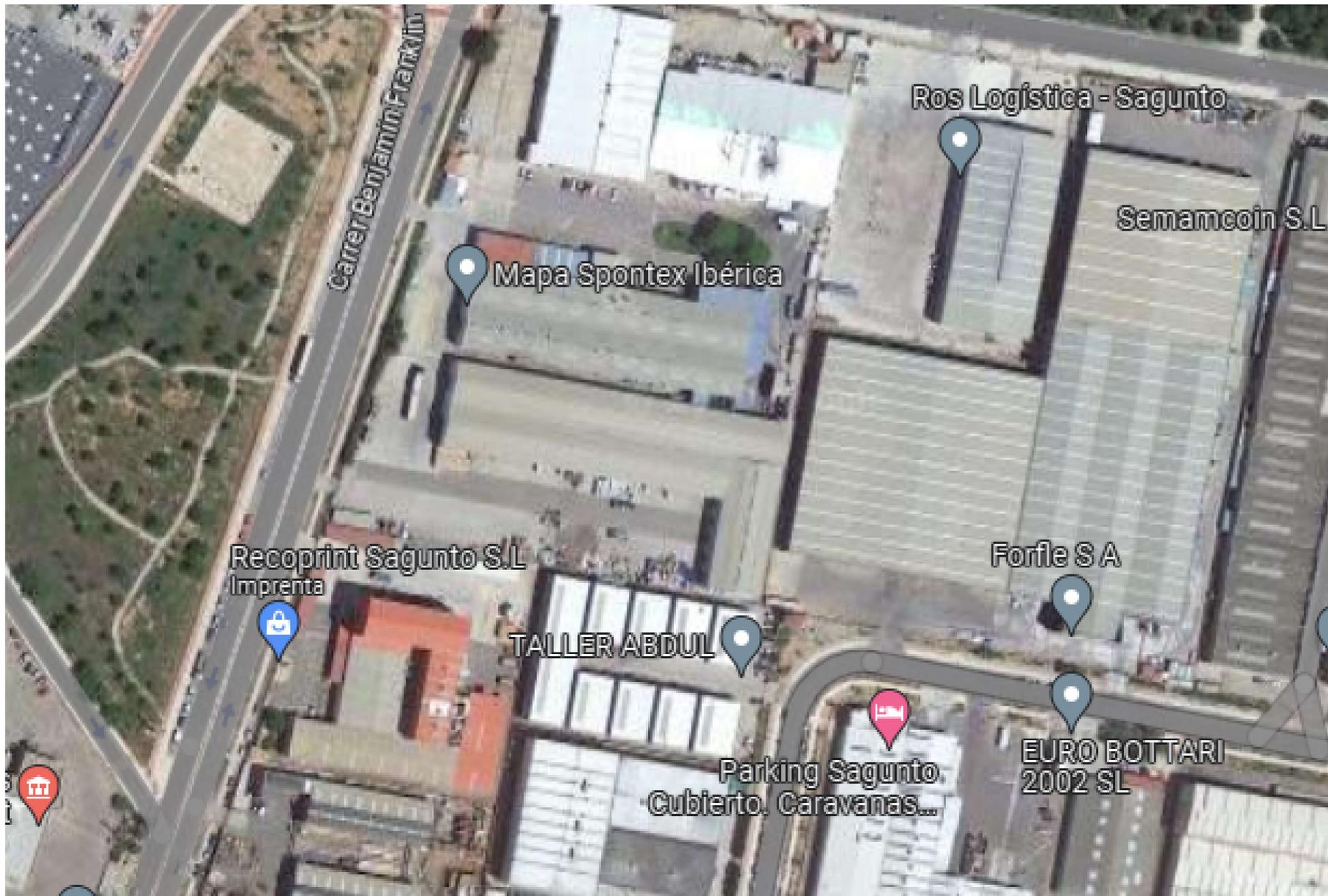
A continuación, se anexa el conjunto de planos del proyecto cuyo índice es el siguiente:

5.1.1. Plano 1 – Situación

5.1.2. Plano 2 – Emplazamiento

5.1.3. Plano 3 – Distribución módulos fotovoltaicos

5.1.4. Plano 4 – Esquema unifilar

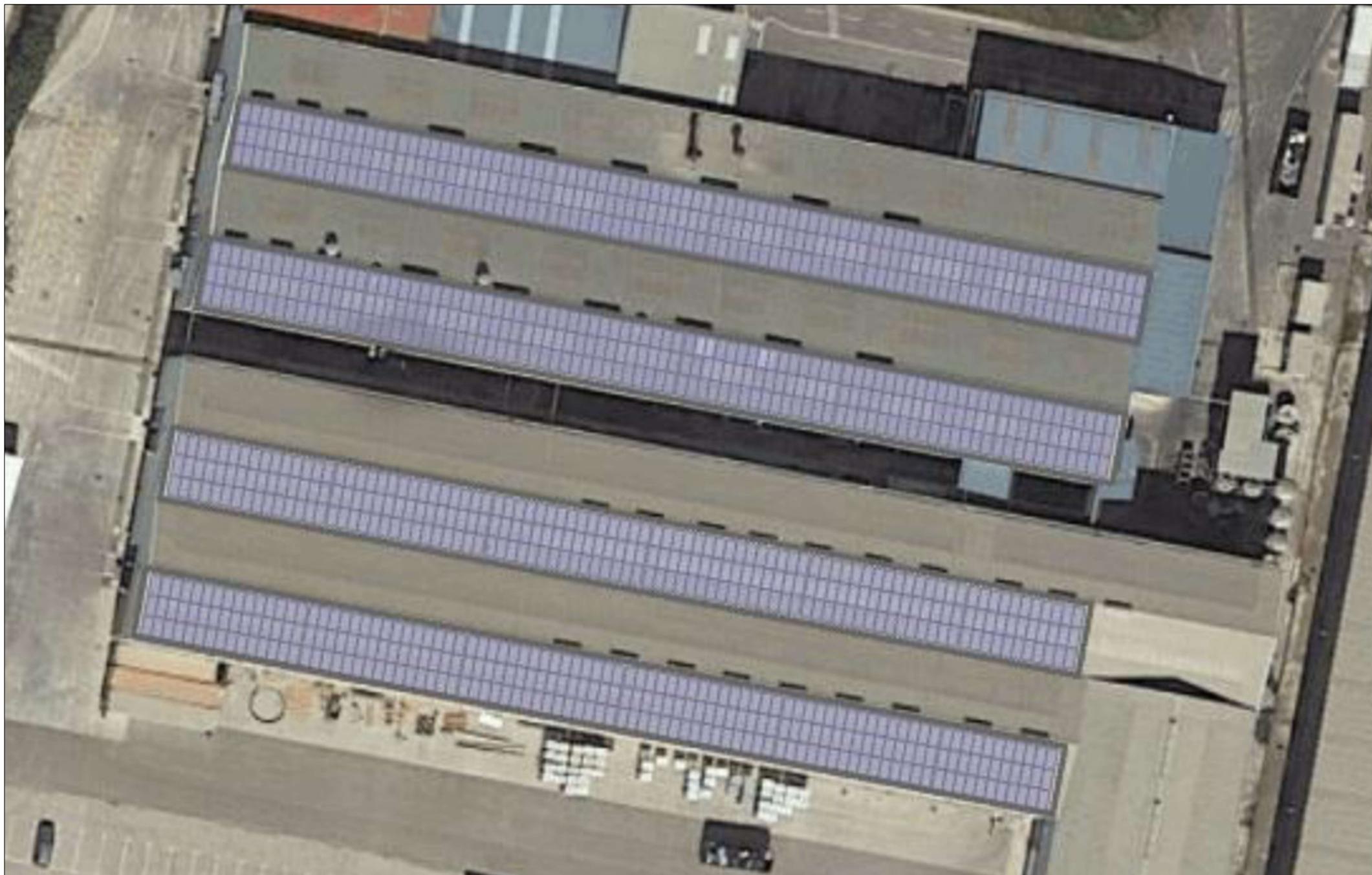


PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 567,6 kWp PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

NOMBRE DEL PLANO: SITUACIÓN
ROBERTO MEDINA PERSONAT

Nº PLANO

1

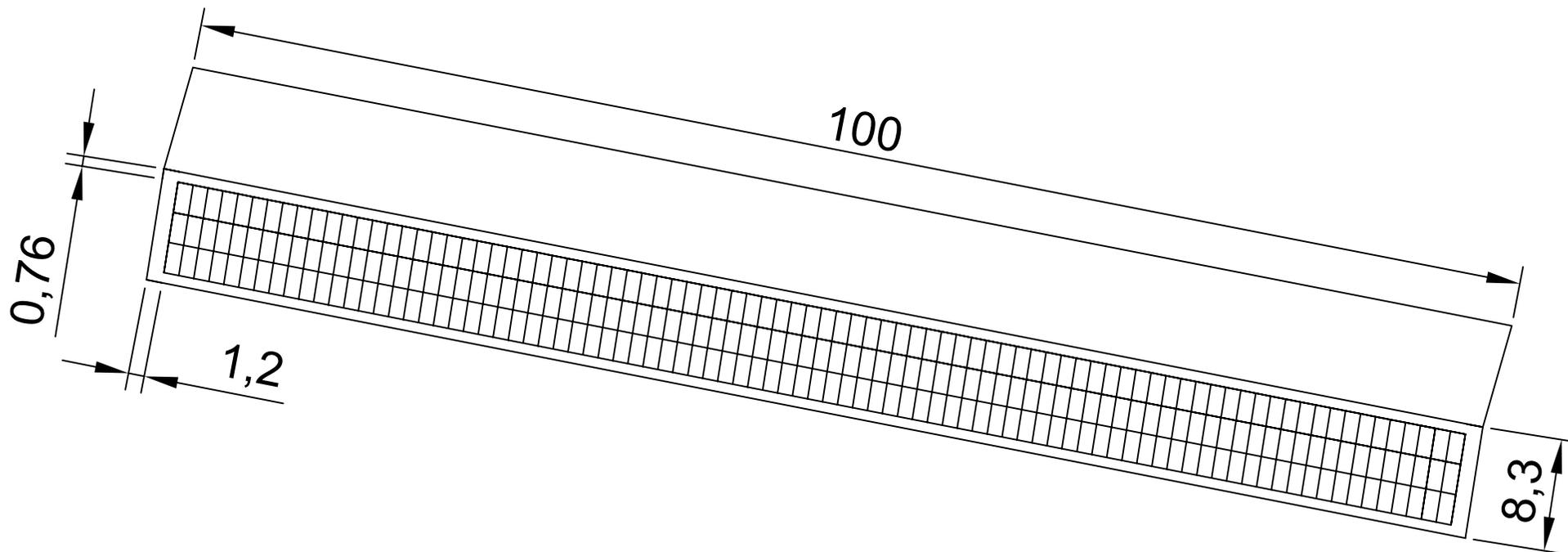


PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO DE 567,6 kWp PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

NOMBRE DEL PLANO: DISTRIBUCIÓN Y EMPLAZAMIENTO
ROBERTO MEDINA PERSONAT

Nº PLANO

2



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO DE 567,6 kWp PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

NOMBRE DEL PLANO: DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN
ROBERTO MEDINA PERSONAT

Nº PLANO

3

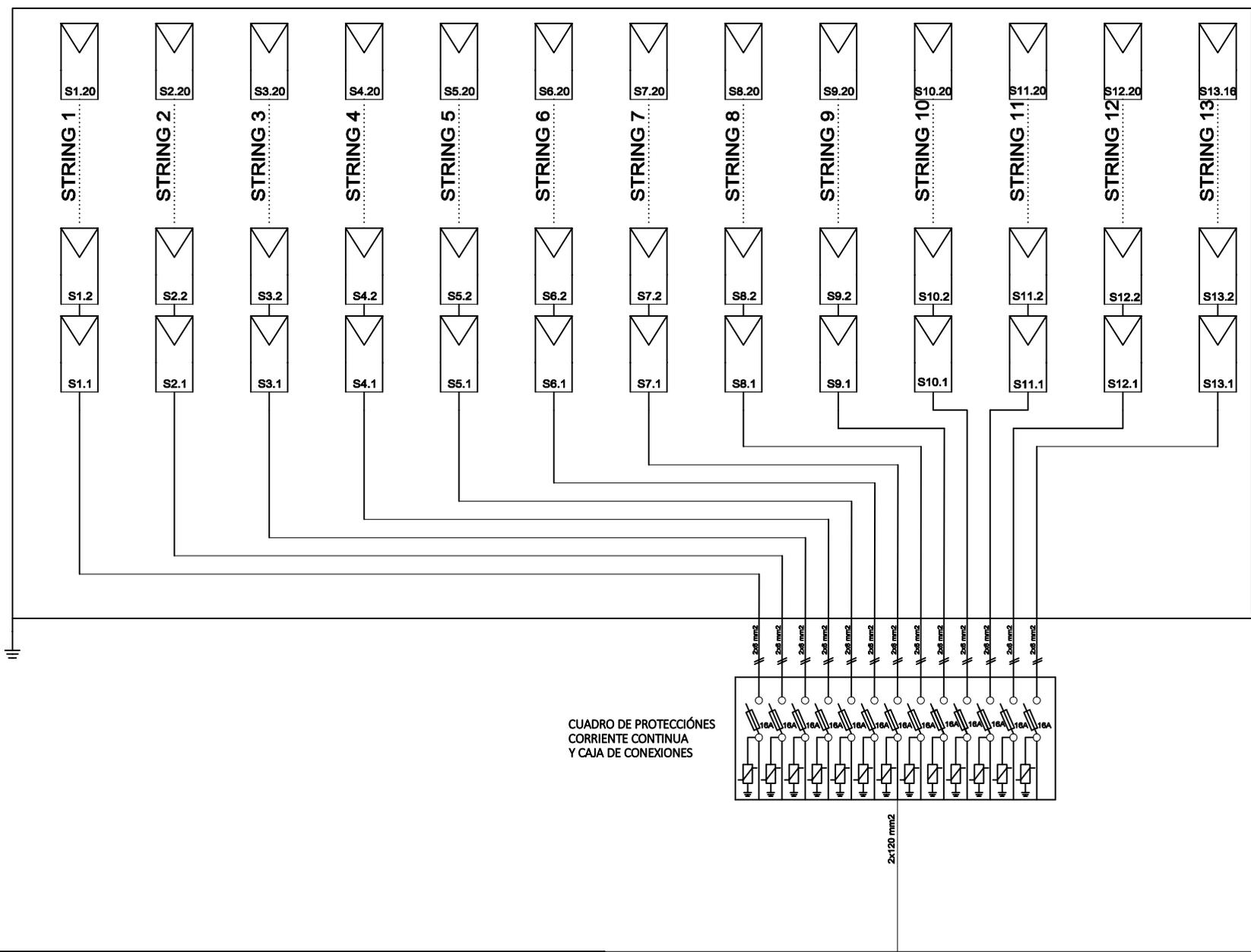
S1 01	S1 02	S1 03	S1 04	S1 05	S1 06	S1 07	S1 08	S1 09	S1 10	S1 11	S1 12	S1 13	S1 14	S1 15	S1 16	S1 17	S1 18	S1 19	S1 20	S4 01	S4 02	S4 03	S4 04	S4 05	S4 06	S4 07	S4 08	S4 09	S4 10	S4 11	S4 12	S4 13	S4 14	S4 15	S4 16	S4 17	S4 18	S4 19	S4 20	S7 01	S7 02	S7 03	S7 04	S7 05	S7 06	S7 07	S7 08
S2 01	S2 02	S2 03	S2 04	S2 05	S2 06	S2 07	S2 08	S2 09	S2 10	S2 11	S2 12	S2 13	S2 14	S2 15	S2 16	S2 17	S2 18	S2 19	S2 20	S5 01	S5 02	S5 03	S5 04	S5 05	S5 06	S5 07	S5 08	S5 09	S5 10	S5 11	S5 12	S5 13	S5 14	S5 15	S5 16	S5 17	S5 18	S5 19	S5 20	S8 01	S8 02	S8 03	S8 04	S8 05	S8 06	S8 07	S8 08
S3 01	S3 02	S3 03	S3 04	S3 05	S3 06	S3 07	S3 08	S3 09	S3 10	S3 11	S3 12	S3 13	S3 14	S3 15	S3 16	S3 17	S3 18	S3 19	S3 20	S6 01	S6 02	S6 03	S6 04	S6 05	S6 06	S6 07	S6 08	S6 09	S6 10	S6 11	S6 12	S6 13	S6 14	S6 15	S6 16	S6 17	S6 18	S6 19	S6 20	S9 01	S9 02	S9 03	S9 04	S9 05	S9 06	S9 07	S9 08

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
 AUTOCONSUMO DE 567,6 kWp PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

NOMBRE DEL PLANO: DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN
 ROBERTO MEDINA PERSONAT

Nº PLANO
3.2

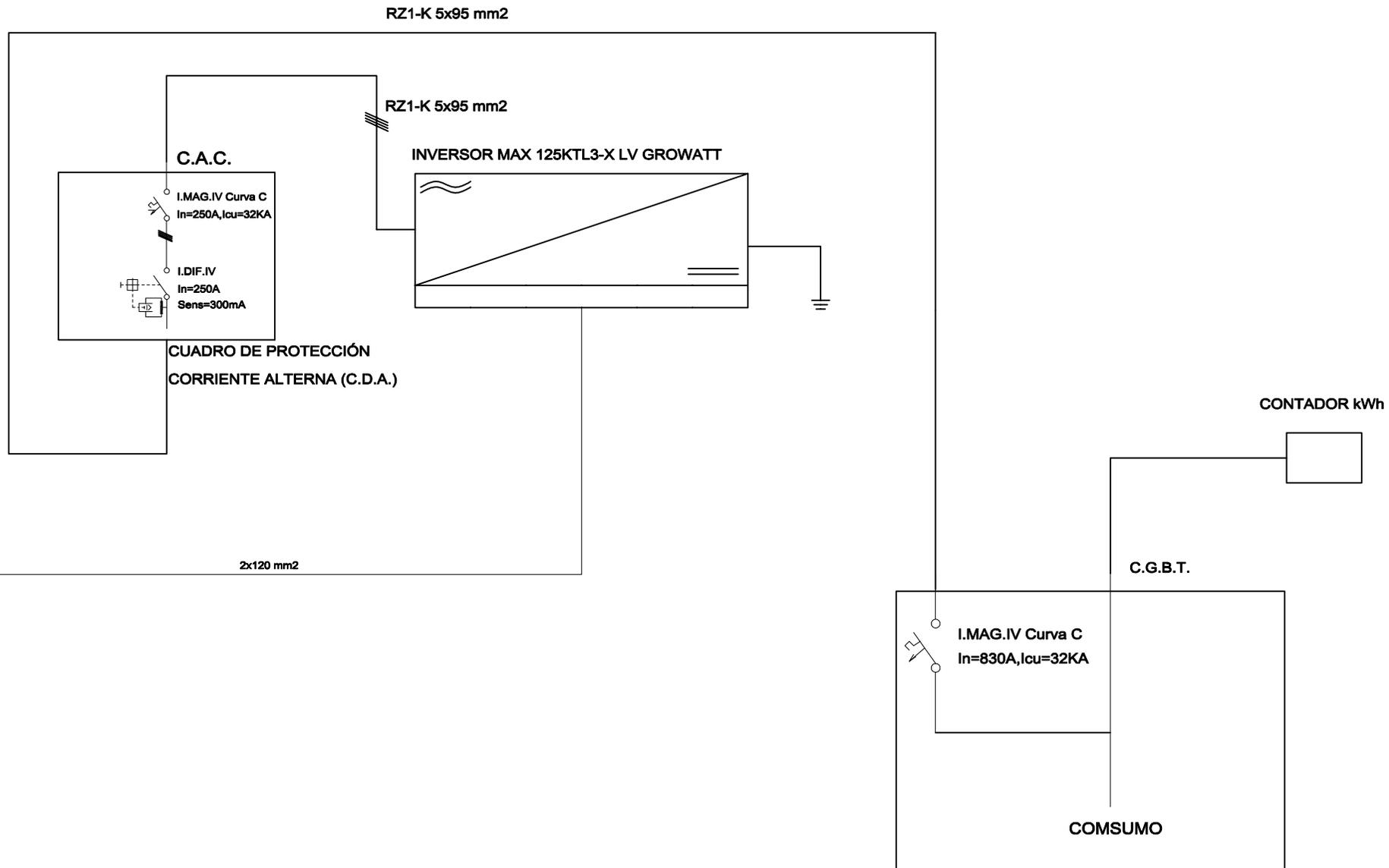
S4 19	S4 20	S7 01	S7 02	S7 03	S7 04	S7 05	S7 06	S7 07	S7 08	S7 09	S7 10	S7 11	S7 12	S7 13	S7 14	S7 15	S7 16	S7 17	S7 18	S7 19	S7 20	S10 01	S10 02	S10 03	S10 04	S10 05	S10 06	S10 07	S10 08	S10 09	S10 10	S10 11	S10 12	S10 13	S10 14	S10 15	S10 16	S10 17	S10 18	S10 19	S10 20	S13 01	S13 02	S13 03	S13 04	S13 05	S13 06
S5 19	S5 20	S8 01	S8 02	S8 03	S8 04	S8 05	S8 06	S8 07	S8 08	S8 09	S8 10	S8 11	S8 12	S8 13	S8 14	S8 15	S8 16	S8 17	S8 18	S8 19	S8 20	S11 01	S11 02	S11 03	S11 04	S11 05	S11 06	S11 07	S11 08	S11 09	S11 10	S11 11	S11 12	S11 13	S11 14	S11 15	S11 16	S11 17	S11 18	S11 19	S11 20	S13 07	S13 08	S13 09	S13 10	S13 11	S13 12
S6 19	S6 20	S9 01	S9 02	S9 03	S9 04	S9 05	S9 06	S9 07	S9 08	S9 09	S9 10	S9 11	S9 12	S9 13	S9 14	S9 15	S9 16	S9 17	S9 18	S9 19	S9 20	S12 01	S12 02	S12 03	S12 04	S12 05	S12 06	S12 07	S12 08	S12 09	S12 10	S12 11	S12 12	S12 13	S12 14	S12 15	S12 16	S12 17	S12 18	S12 19	S12 20	S13 13	S13 14	S13 15	S13 16	S13 17	S13 18



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
 AUTOCONSUMO DE 567,6 kWp PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

NOMBRE DEL PLANO: UNIFILAR
 ROBERTO MEDINA PERSONAT

Nº PLANO
4.1



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
 AUTOCONSUMO DE 567,6 kWp PARA MAPA SPONTEX IBÉRICA S.A.

NOMBRE DEL PLANO: UNIFILAR
 ROBERTO MEDINA PERSONAT

Nº PLANO
4.2

6. Anexos

6.1. Conclusiones del Trabajo de Fin de Grado

Finalizado el proyecto y analizando los resultados obtenidos es posible realizar una evaluación del interés de llevar este mismo a cabo. En primer lugar, atendiendo al marco social y político que lo engloba, al reducir la dependencia energética de la empresa sobre la red de distribución de energía, se observa que el proyecto encamina al usuario hacia un proceso de descarbonización buscando un mayor compromiso medioambiental abogando por un desarrollo sostenible del funcionamiento futuro de este, evitando gran cantidad de toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Al mismo tiempo, la inversión que implica llevar a cabo este proyecto se ajusta principalmente sobre las horas de trabajo de la empresa y con ello se observa que la influencia de la puesta en marcha de esta instalación fotovoltaica supone un ahorro constante de la energía procedente de la red eléctrica, reduciendo de esta manera el importe de las facturas eléctricas durante un periodo de tiempo prolongado en el tiempo ya que el coste de la energía generada es mucho menor a la procedente de la red independientemente de las posibles variaciones futuras del precio de la energía. La amortización está asegurada para este caso particular tal y como se ha podido observar en el desarrollo del proyecto ya que existe un margen de 22 años en el caso estudiado y este se puede considerar lo suficientemente amplio como para asegurar la inversión sin depender de posibles compradores de la energía sobrante de la producción.

La instalación cumple con su objetivo planteado y además incluye la posibilidad de obtener mayor rentabilidad de la misma a través de la venta de la energía producida y no autoconsumida en el caso de que esta no fuera requerida.

La viabilidad de la instalación queda representada en este proyecto y su puesta en marcha supondría una reducción de los costes variables asociados a la producción.

6.2. Enlaces de los elementos de la instalación y bibliografía

MÓDULOS: <https://shop.arentio.com/shop/product/panel-kassel-solar-550w-2710#attr=>

ESTRUCTURA 8M: <https://autosolar.es/estructuras-cubierta-metalica/estructura-cubierta-chapa-8-paneles-solares-05v>

ESTRUCTURA 6M: <https://autosolar.es/estructuras-cubierta-metalica/estructura-cubierta-chapa-6-paneles-solares-05v>

INVERSOR: <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-trifasico-growatt-max-125ktl3-x-lv>

POWER METER JANITZA: <https://elalmacenfotovoltaico.com/accesorios-inversores/859-huawei-sensor-trifasico-janitza-umg-103-cbm.html>

TOROIDES: https://articulo.mercadolibre.com.ve/MLV-720832036-transformador-de-corriente-4005a-54400- JM#position=2&search_layout=stack&type=item&tracking_id=476fe993-ff33-47dc-93e4-c727aa99a839

IA 4x250A: <https://electro-profesional.com/caja-moldeada/33513-interruptor-caja-moldeada-rele-termomagnetico-4p-250a-250a-s-50ka-serie-nm8n-tm-6941339599633.html>

IA 4x1000A: <https://electro-profesional.com/caja-moldeada/33537-interruptor-caja-moldeada-rele-electronico-4p-1600a-1000a-s-50ka-serie-nm8n-en-6932103891923.html>

SMART LOGGER: <https://autosolar.es/accesorios-inversores/huawei-smartlogger-sl3000a>

SMART COMMUNICATION BOX:

<https://www.climaverd.com/productos/accesorios/tproduct/215845849-403289066041-sungrow-com100e-smart-communication-box>

FUSIBLE 16A 1500V: <https://www.electricalautomationnetwork.com/es/eaton-moeller/16amp-1500v-dc-solar-ferrule-10-x-85mm-pv-16a10f85l-eaton-electric-cartucho-fusible-para-fotovoltaica-1500v>

CABLE AMARILLO-VERDE 6MM:

https://tienda.sonepar.es/tienda/? gl=1*8hba1q* ga*Mzc1NDk3MzI3LjE2OTA4ODUwNjE.* ga_9VWEM275Y4*MTY5MDg4NTA2MS4xLjEuMTY5MDg4NTA3MS4wLjAuMA..#/producto/cables-energia-500-750-v-libre-halogenos-nexa-pass-h07z1k6a-cpr-10274870

CABLE UTP:

https://tienda.sonepar.es/tienda/? gl=1*8hba1q* ga*Mzc1NDk3MzI3LjE2OTA4ODUwNjE.* ga_9VWEM275Y4*MTY5MDg4NTA2MS4xLjEuMTY5MDg4NTA3MS4wLjAuMA..#/producto/cablea-do-red-cobre-legr-032754

BRIDAS:

https://tienda.sonepar.es/tienda/? gl=1*8hba1q* ga*Mzc1NDk3MzI3LjE2OTA4ODUwNjE.* ga_9VWEM275Y4*MTY5MDg4NTA2MS4xLjEuMTY5MDg4NTA3MS4wLjAuMA..#/producto/accesorios-cableado-hell-111-01204-01

BANDEJA METÁLICA:

https://tienda.sonepar.es/tienda/? gl=1*jp8yys* ga*Mzc1NDk3MzI3LjE2OTA4ODUwNjE.* ga_9VWEM275Y4*MTY5MDkwMjYyOS4zLjEuMTY5MDkwMjYyOS4zLjAuMA..#/producto/canal-pvc-baso-210070

CONECTORES MC4: <https://autosolar.es/accesorios-paneles-solares/conectores-mc4-paneles-solares>

TERMINALES DE COBRE 16MM: <https://supermercadosolar.es/inicio/784-terminal-de-cobre-16mm-m08.html>

CABLE 4P 95MM: <https://www.laobra.es/cables-electricos/mangueras/rvk/4-95-mm.html>

INTERRUPTOR DIFERENCIAL 250A 300mA: <https://adajusa.es/es/interruptores-automaticos-en-caja-moldeada/5316-interruptor-automatico-caja-moldeada-4-polos-4x250a-proteccion-diferencial-hyundai-8435532853169.html>

CUADRO CC PREMONTADO DE 4 STRINGS: <https://adajusa.es/es/cuadros-de-mando-y-proteccion-ya-cableados/16770-cuadro-de-proteccion-eco-dc-inv-s-4-strings-4-mppt-conseccionador-por-string-toscano-8436041059950.html>

NORMATIVA: <https://www.boe.es/>

TARIFAS ENERGÍA: <https://www.i-de.es/>

PRECIO DE LA LUZ: <https://www.omie.es/>

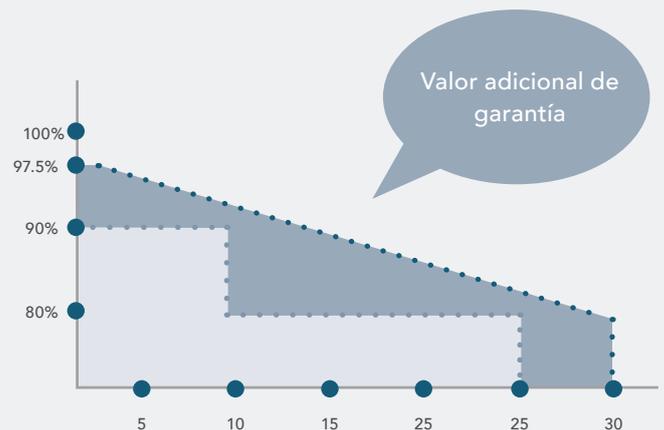


MESSENGER KSHC-144 M

144 células monocristalinas perc



GARANTÍA ESPECIAL



■ Garantía de rendimiento lineal de Kaseel Solar.
 ▨ Garantía de rendimiento estándar.

CARACTERÍSTICAS

• GARANTÍA LINEAL DE ALTO RENDIMIENTO:

20 años de garantía del producto.
 30 años de garantía de producción lineal.

• **Alta eficiencia de conversión del módulo de hasta 21.5%** utilizando células Half Cell (144 células HC), tecnología Perc y tecnología de fabricación avanzada.

• **Rendimiento con poca luz:** Su vidrio y superficie texturados avanzados permiten un excelente rendimiento en ambientes con poca luz.

• **Célula solar de 9 barras:** la célula solar de 9 barras adopta nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece una mejor apariencia estética, haciéndola perfecta para su instalación en techo.

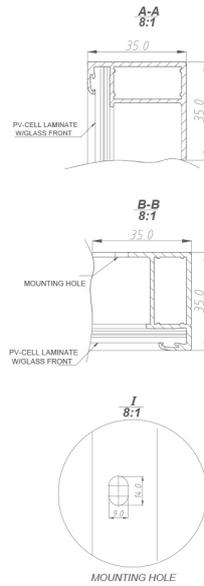
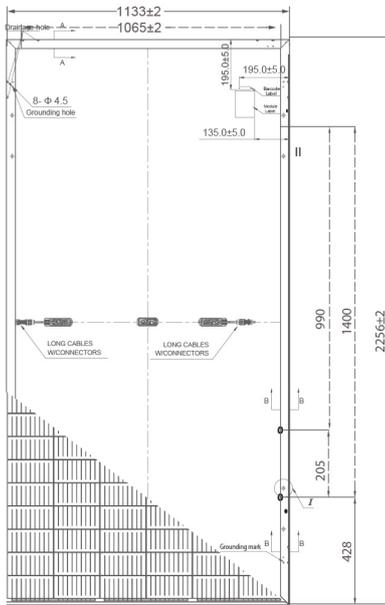
• **Coefficiente de temperatura:** excelente rendimiento bajo altas temperaturas y escasa luz.

• **Alta capacidad de carga mecánica:** Su resistente marco de aluminio permite a los módulos resistir cargas de viento de hasta 2400Pa y cargas de nieve de hasta 5400Pa.

• **Durabilidad bajo condiciones ambientales extremas:** Alta confiabilidad bajo condiciones ambientales extremas (pruebas de niebla salina, amoníaco y granizo).

• Resistencia a la degradación incluida por potencial (PID).

• **Tolerancia positiva de potencia garantizada 0~+3%** según medición individual.



CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Tipo de célula	Monocristalina 182*91mm
Número de células	144 (6x24)
Dimensiones del módulo	2256x1133x35mm
Peso	29 kg
Cubierta frontal	3.2mm vidrio templado con recubrimiento AR
Marco	Aleación de aluminio claro anodizado (plateado o negro)
Caja de conexiones	IP68, 3 diodos
Cable	4mm ² , 1400mm
Conector	MC4 o compatible con MC4

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la célula (NOCT)	43° C±2°C
Coefficientes de Temperatura Pmax	-0.36%/°C
Coefficientes de Temperatura VOC	-0.26%/°C
Coefficientes de temperatura ISC	0.043%/°C

Las especificaciones de esta hoja de datos están sujetas a cambios sin previo aviso.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE STC

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura célula 25°C, A/11.5

Potencia Nominal (Pmax)	525W	530W	535W	540W	545W	550W
Tensión de circuito abierto (VOC)	48.8V	49.0V	49.2V	49.4V	49.6V	49.8V
Corriente Cortocircuito (ISC)	13.71A	13.76A	13.81A	13.87A	13.93A	13.99A
Tensión a Máxima Potencia (Vmp)	40.6V	40.8V	41.0V	41.2V	41.4V	41.6V
Corriente a Máxima Potencia (Imp)	12.94V	13.00A	13.05A	13.11A	13.17A	13.23A
Eficiencia del Módulo (%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Temperatura de funcionamiento	-40 C to +85 C					
Tensión Máxima del Sistema	1000V DC/1500V DC					
Rango de Resistencia al Fuego	Tipo I (según UL 1703)/Clase C (IEC61730)					
Valor Nominal del Fusible	25A					

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN NOCT

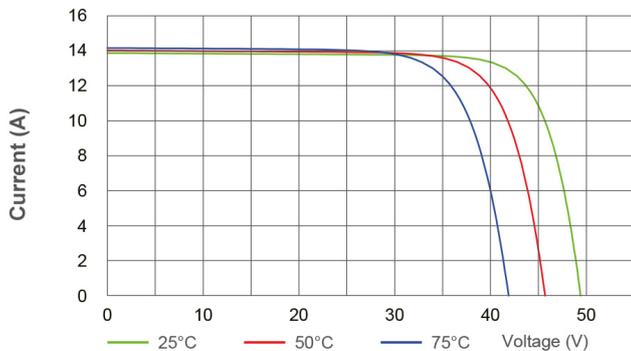
NOCT: Irradiación 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del viento 1 m/s

Potencia Nominal (Pmax)	391.6W	395.4W	398.9W	402.7W	406.6W	410.5W
Voltaje de circuito abierto (VOC)	45.7V	45.9V	46.1V	46.3V	46.4V	46.6V
Corriente Cortocircuito (ISC)	11.05A	11.09A	11.13A	11.18A	11.23A	11.28A
Voltaje en el punto Pmax (Vmp)	37.8V	38.0V	38.2V	38.4V	38.6V	38.8V
Corriente en el punto Pmax (Imp)	10.35A	10.40A	10.44A	10.49A	10.54A	10.58A

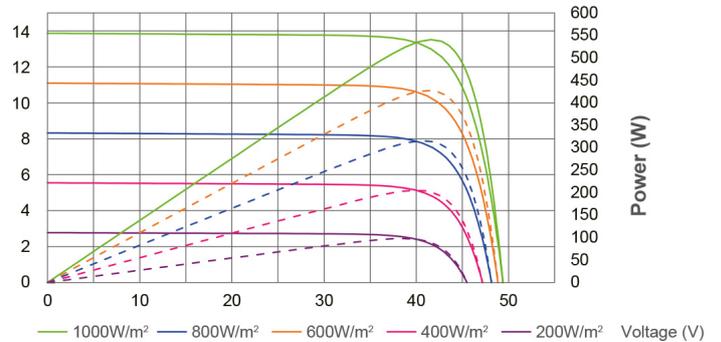
EMBALAJE

Embalaje estándar	31pcs pallet
Cantidad de módulos por contenedor 40'	620pcs

IV CURVAS



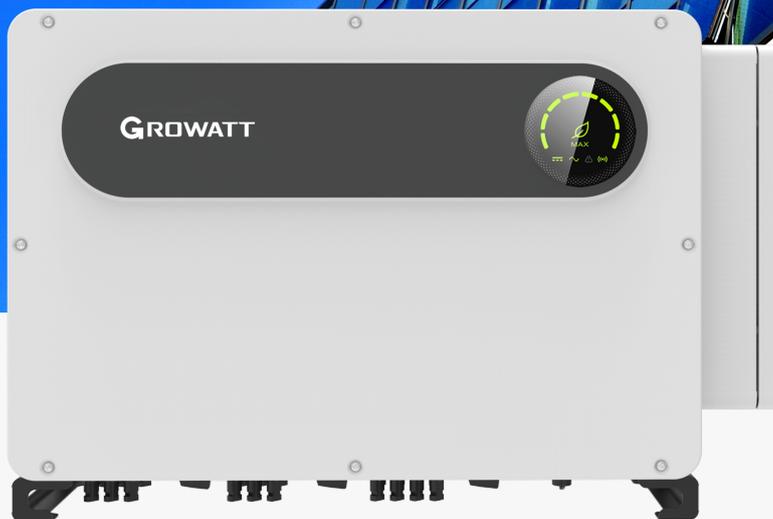
Curvas Corriente-Voltaje a Distintas Temperaturas



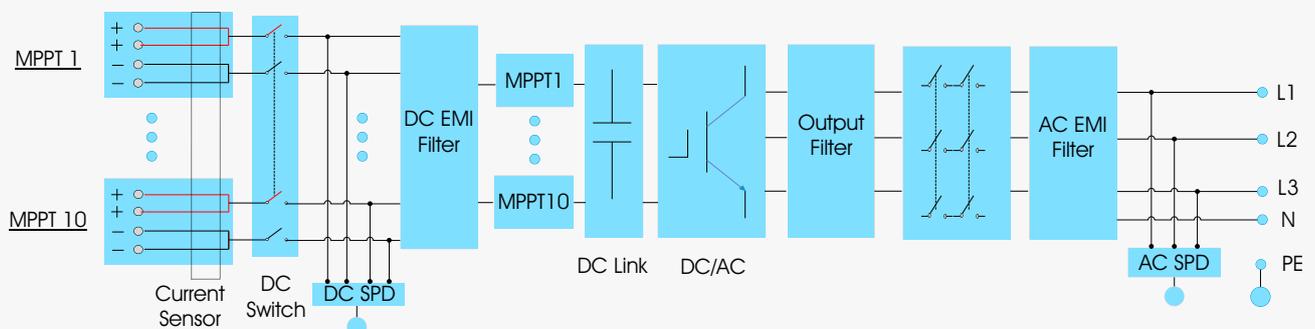
Curvas Corriente-Voltaje y Potencia-Voltaje a Distintas Temperaturas

MAX 100~125KTL3-X LV

- 10 MPPTs fusefree design
- Smart I/V scan and diagnosis
- Intelligent string monitoring
- AC&DC type II SPD
- IP66 and C5 protection



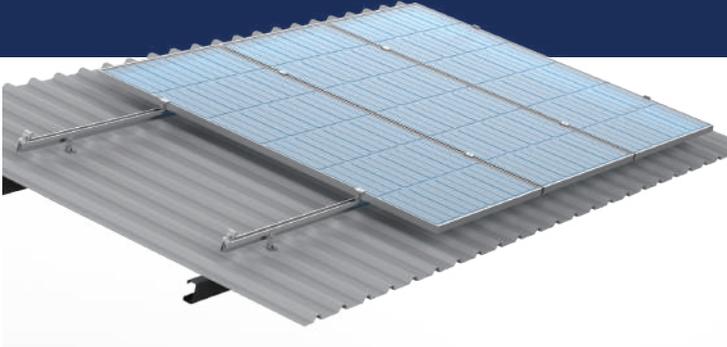
Topology Diagram



Primary Specification

Datasheet	MAX 100KTL3-X LV	MAX 110KTL3-X LV	MAX 120KTL3-X LV	MAX 125KTL3-X LV
Input data (DC)				
Max. DC voltage			1100V	
Start voltage			195V	
Nominal voltage			600V	
MPP voltage range			180V-1000V	
No. of MPP trackers			10	
No. of PV strings per MPP tracker			2	
Max. input current per MPP tracker			32A	
Max. short-circuit current per MPP tracker			40A	
Output data (AC)				
AC nominal power	100000W	110000W	120000W	125000W
Max. AC apparent power	110000VA	121000VA	132000VA	137500VA
Nominal AC voltage(range*)	230V/400V(340-440VAC)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz(45~55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	158.8A	174.6A	190.5A	198.5A
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDI	<3%			
AC grid connection type	3W/N/PE			
Efficiency				
Max. efficiency			98.8%	
European efficiency	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
AC/DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
String detection	Yes			
Anti PID function	Opt			
Arc fault detection (AFCI)	Opt			
General data				
Dimensions (W / H / D)	970/640/345mm			
Weight	84kg			
Operating temperature range	-30°C ... +60°C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart Cooling			
Protection degree	IP66			
Relative humidity	0~100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4 (Max.6mm ²)			
AC connection	OT Terminal (Max. 240mm ²)			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB /PLC/GPRS/4G/WIFI	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE,IEC62116, IEC61727, CQC, VDE0126, VFR2019, EN50549-1/2, C10/C11, UNE206007, G99 CEI 0-21/0-16, N4105&N4110, UNE206006, MEA, PEA, KSC8565				

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.



Especificaciones

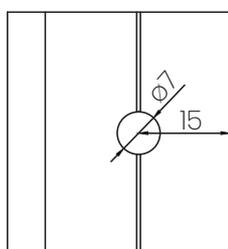
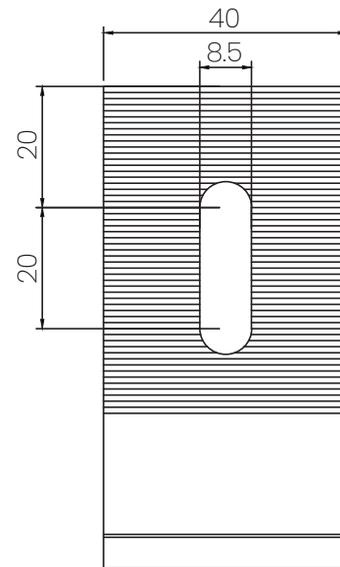
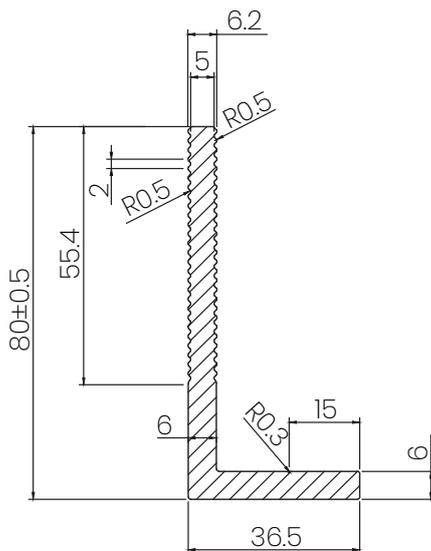
Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

Velocidad del viento: hasta 27 m/s
Carga de nieve: hasta 50 cm

Accesorios

Cantidad/ paneles	L feet	Rail	Empalme de rail	Abrazadera intermedia	Abrazadera final	Peso bruto (kg)
1 panel	4	2	-	-	4	3.1
2 paneles	6	4	2	2	4	5.4
3 paneles	8	6	4	4	4	7.8
4 paneles	8	8	6	6	4	10.1
5 paneles	10	10	8	8	4	12.2
6 paneles	12	12	10	10	4	14.6

Medidas



COM100E

Smart Communication Box



RED FLEXIBLE

- Compatible con RS485, Ethernet y WiFi comunicación
- Compatible con medidor de energía, estación meteorológica, sensores y otros equipos



O&M SENCILLO

- Configuración de los parámetros del inversor y actualizaciones de firmware
- Mantenimiento de la planta fotovoltaica vía web para optimizar el OPEX
- Control de la potencia activa y reactiva
- Monitorización local



FUNCIONAMIENTO SENCILLO

- Luz nocturna para el mantenimiento
- Caja robusta, fácil de instalar

Denominación	COM100E
Comunicación	
Nº máx de dispositivos	30
Interfaz RS485	3
Ethernet	1×RJ45, 10/100/1000 Mbps
Entrada digital	5, Max. 24 VDC
Entrada analógica	4, soporta 4 ~ 20 mA or 0 ~ 10 VDC
Comunicación inalámbrica	
Comunicación WLAN	802.11 b/g/n/ac HT20/40/80 MHz 2.4GHz / 5GHz
Fuente de Alimentación	
Entrada de AC	100 Vac ~ 300 Vac, 50 / 60 Hz
Consumo de energía	Typ. 20 W, Max. 30 W
Luz nocturna para el mantenimiento	<1 W
Condiciones ambientales	
Temperatura de funcionamiento	-30 °C – 60 °C
Temperatura de almacenamiento	-40 °C – 80 °C
Humedad relativa del aire	≤ 95 % (sin condensación)
Altitud máxima de funcionamiento	≤4000 m
Protección	IP66
Parámetros Generales	
Dimensiones (ancho * alto * fondo)	460 * 315 * 126 mm
Peso	6 kg
Tipo de montaje	Montaje en pared, exterior e interior
Material de la caja	PC
Especificaciones del cable	Cable de AC: cable con protección UV para exteriores de 1~1,5 mm ² , diámetro exterior 13~18 mm Cable RS485: par trenzado apantallado (STP) con protección UV para exteriores de 0,75~1,5 mm ² , diámetro exterior 6~18 mm Ethernet: Cable apantallado CAT5, protección UV para exteriores, diámetro exterior 6~18 mm AI, DI: cable con protección UV para exteriores de 1~1,5 mm ² diámetro exterior 4,5~6 mm
Información para pedidos	
COM100E	La COM100E incluye Logger1000, adaptador de AC, SPD, interruptor de aire, luz nocturna Soporte de comunicación inalámbrica WLAN

UMG 103-CBM analizador con memoria



COMPACTO, ECONÓMICO
Y SEGURO

UMG 103-CBM analizador con memoria

Ilustración de aplicación típica con 2 fuentes de alimentación

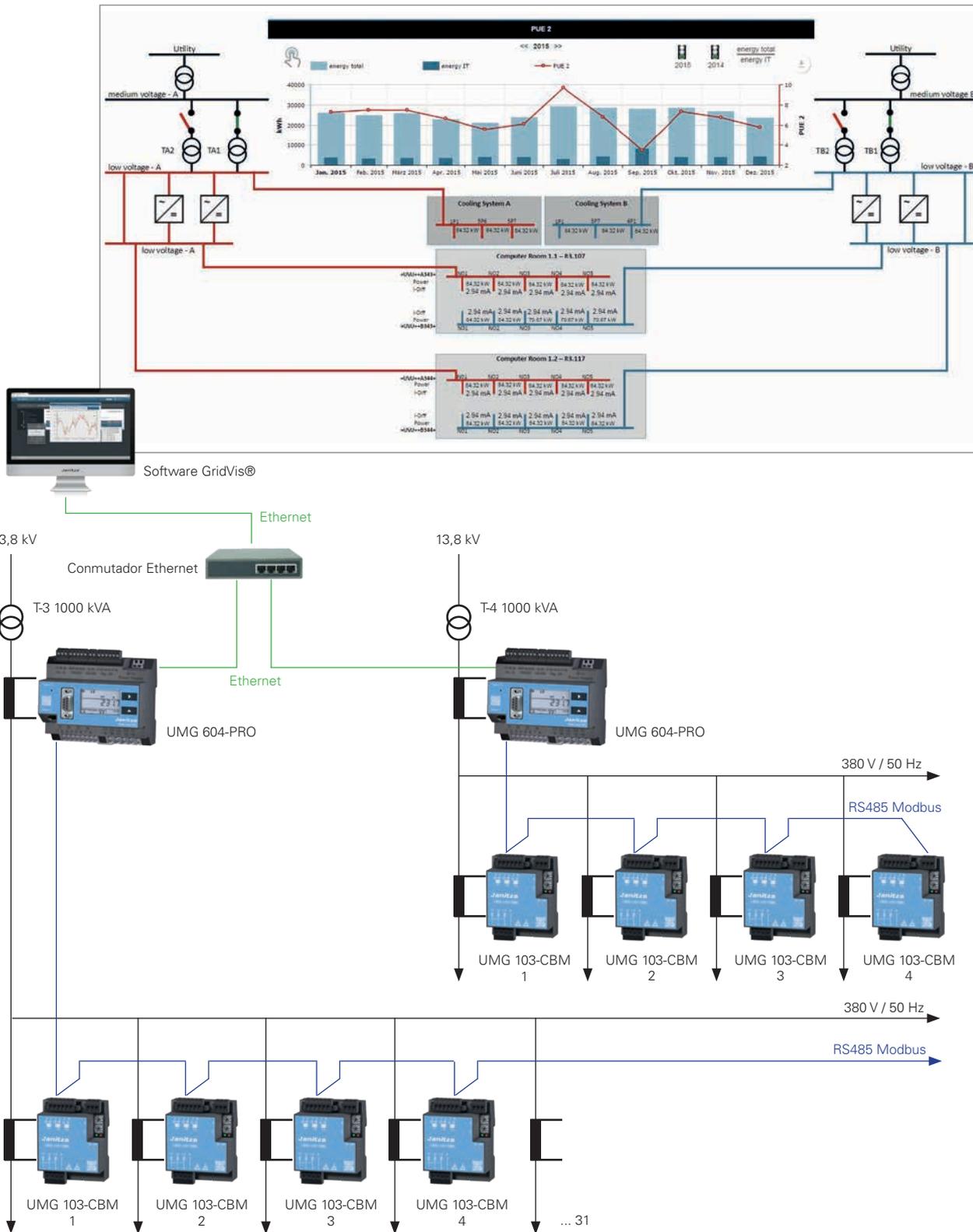


Fig.: Ilustración de aplicación típica con 2 fuentes de alimentación, UMG 604-PRO como dispositivo de medición maestro en la fuente de alimentación principal y UMG 103-CBM para medir las salidas de baja tensión.

UMG 103-CBM analizador con memoria

Diagrama de conexión

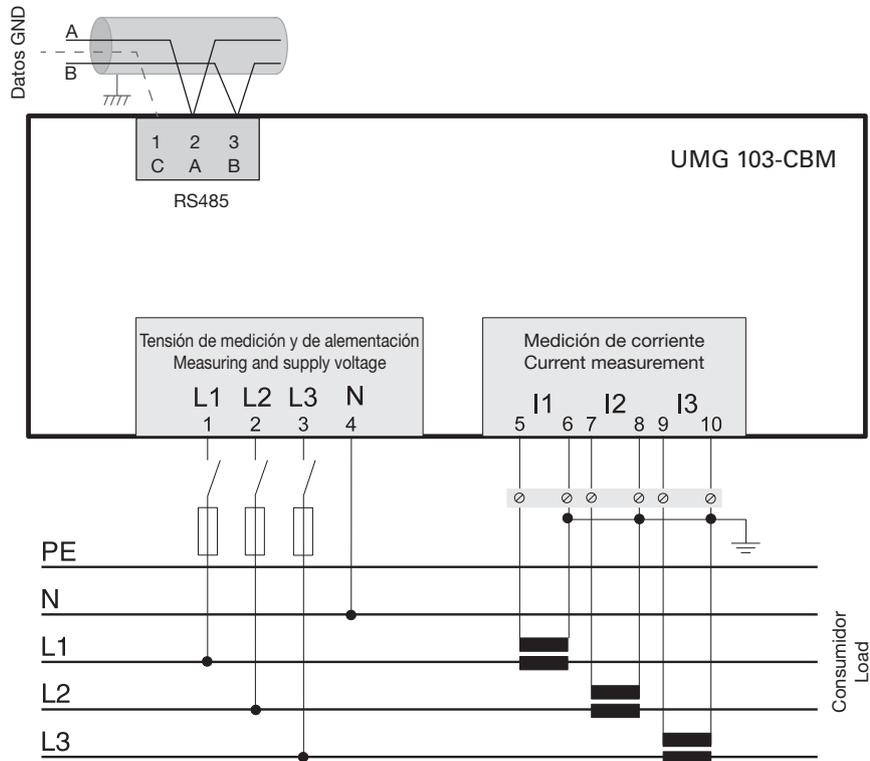
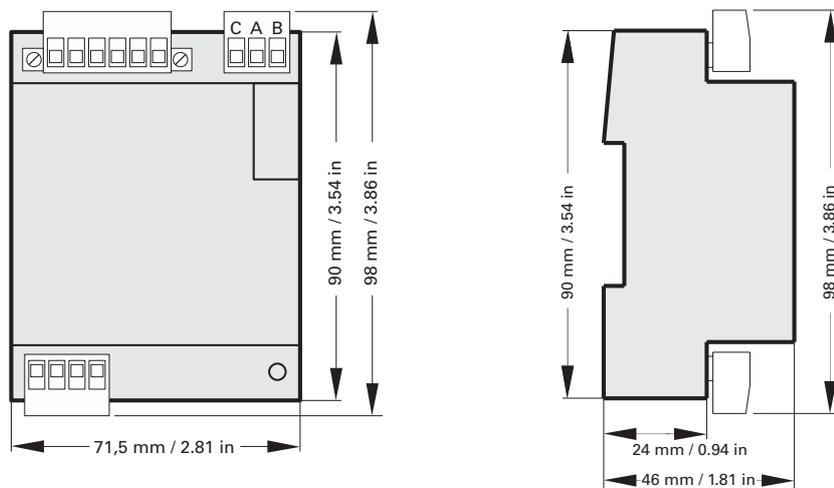


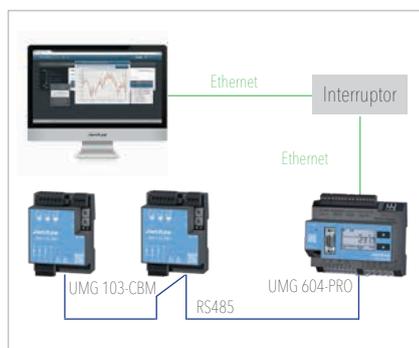
Diagrama de dimensiones



Vista frontal

Vista lateral

UMG 103-CBM analizador con memoria



Conexión de varios UMG 103-CBM a un PC a través de un UMG 604-PRO (con opción Ethernet)



Conexión de un UMG 103-CBM a un PC a través de un convertidor de interface

UMG 103-CBM

Artículo N°. 52.28.001

Tensión auxiliar

Alimentación monofásica	115 – 277 V AC (+- 10%), 50/60 Hz
Alimentación trifásica	80 – 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 (kWh, .../5 A)	Clase 0.5S
Número de puntos de medición por período	108
Medición ininterrumpida	•

RMS - valor instantaneo

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, Σ L1-L3]	•
Número de tarifas	4

Registro de los valores medios

Tensión, corriente / actual y máxima	•
Potencia activa, reactiva y aparente / real y máxima	•
Frecuencia / actual y máxima	•
Modo de cálculo de necesidades (función bimetálica) / 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 THD-I en %	•
Corriente y tensión, componente de secuencia positiva, cero y negativa	•

Registro de datos medidos

Canal de medición de corriente	3
Periodo de registro	Hasta 144 días
Memoria (Flash)	4 MB
Batería	BR1632 A
Reloj	•
Lectura en línea con GridVis®	•
Valores medios, mínimos y máximos	•

Interfaces

RS485: Autobaudio, 9,6 – 115,22 kbps (Terminal de tornillo)	•
---	---

Protocolos

Modbus RTU	•
------------	---

Bases de datos (Janitza DB, Derby DB) soportadas por GridVis®-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

Comparador (2 grupos con 3 comparadores cada uno)	•
---	---

UMG 103-CBM analizador con memoria

Datos técnicos

Tipo de medición	Medición continua del valor real efectivo hasta el armónico 40
Tensión nominal, trifásica, 4 conductores	Hasta un máx. de 277 / 480 V AC (+ 10%)
Medición en cuadrantes	4
Redes	TN, TT

Entrada de tensión medida

Categoría de sobretensión	300 V CAT III
Rango de medición, tensión L-N, AC (sin transformador)	80 - 277 Vrms (+/- 10%)
Rango de medición, tensión L-L, AC (sin transformador)	80 - 480 Vrms (+/- 10%)
Resolución	0,01 V
Rango de medición de frecuencia	45 hasta 65 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	0,005 - 6 Amperios
Categoría de sobretensión	300 V CAT II
Medición de sobretensión	2 kV
Consumo de potencia	Apróx. 0,2 VA (Ri = 5 mOhm)
Sobrecarga durante 1 seg.	60 A (sinusoidal)
Frecuencia de muestreo	5,4 kHz / fase

Propiedades mecánicas

Peso	200 g / 0.44 lb
Dimensiones del dispositivo en mm (A x A x P)	Apróx. 98 x 71,5 x 46
Dimensiones del dispositivo en inch (A x A x P)	Apróx. 3.86 x 2.81 x 1.81
Clase de protección según EN 60529	IP20
Montaje según IEC EN 60999-1 / DIN EN 50022	Carril DIN de 35 mm
Fase de conexión (U / I), Un solo núcleo, multinúcleo, trenzado fino	0,08 hasta 2,5 mm ²
Espigas terminales, revestimiento del extremo del núcleo	1,5 mm ²

Condiciones ambientales

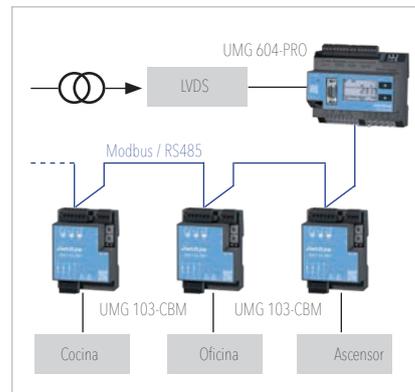
Rango de temperatura	Funcionamiento: K55 (-25 ... +60 °C / 140 °F)
Humedad relativa	Funcionamiento: 5 hasta 95 % (a 25 °C / 77 °F)
Altura de trabajo	0 hasta 2000 m sobre el nivel del mar
Grado de contaminación	2
Posición de montaje	cualquiera

Software GridVis® Básico*¹

Gráficos en línea	•
-------------------	---

Firmware

Actualización de firmware	Actualización a través del software GridVis®. Descarga de firmware (gratuita) del sitio web: http://www.janitza.com
---------------------------	--



Ejemplo de topología UMG 604-PRO (Maestro) - UMG 103-CBM (Esclavo)

Comentario:
Para información técnica detallada, consulte el manual de instrucciones y la lista de direcciones Modbus.

• = incluido - = no incluido

*1 Funciones adicionales opcionales con los paquetes GridVis®-Professional, GridVis®-Service y GridVis®-Ultimate.



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A
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 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, 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 (estándar), DL / T645
Interacción	
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada
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 almacenaje	-40°C ~ 70°C
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%
Max. Altitud de operación	4,000 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 8 W, Max. 15 W
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.