



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Instalación fotovoltaica de más de 100 kW para
autoconsumo con excedentes. Aplicación a una nave
industrial situada en Aldaia (Valencia)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Gallardo Pimentel, Yulynel del Carmen

Tutor/a: Bernal Pérez, Soledad Inmaculada

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÁS DE 100 KW PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES. APLICACIÓN A UNA NAVE
INDUSTRIAL SITUADA EN ALDAIA (VALENCIA)**

TRABAJO FINAL DEL

Grado de Ingeniería Eléctrica

REALIZADO POR

Yulynel Del Carmen Gallardo Pimentel

TUTORIZADO POR

Bernal Pérez, Soledad Inmaculada

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022

RESUMEN

En el siguiente proyecto final de grado, se realiza el diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica mayor de 100 kW, para autoconsumo en una nave industrial. Cuya actividad económica es el comercio al por mayor de pescados, mariscos y otros productos alimenticios. El objetivo principal es que la generación fotovoltaica cubra los consumos de la nave durante el mayor tiempo posible y principalmente en las horas pico, donde la energía eléctrica tiene un coste mayor debido a la demanda. Además, que los excedentes de energía se puedan verter a la red y proporcionar un ahorro adicional en la factura eléctrica. Un objetivo adicional, es la disminución de los costes de la inversión inicial de la instalación, para ello se ha dimensionado la instalación manteniendo un compromiso entre requisitos del cliente, generación y coste, utilizando, por ejemplo, una estructura para los paneles coplanar con la superficie y seleccionando una potencia instalada adecuada al consumo máximo pico. Para alcanzar todos estos propósitos, se han definido las características técnicas y costo económico del proyecto. En conclusión, se estima que la empresa podría recuperar la inversión en aproximadamente 5 años, y luego de ese periodo obtener beneficios económicos, sin contar con los beneficios medioambientales gracias a la disminución de emisiones de CO₂ que se obtendrán con la implementación del proyecto.

ÍNDICE

RESUMEN	2
ÍNDICE	3
CAPÍTULO 1. MEMORIA DESCRIPTIVA DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	6
1.1 INTRODUCCIÓN	6
1.1.1 OBJETO DEL PROYECTO	6
1.1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	6
1.2 ANTECEDENTES	6
1.2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA RENOVABLE	6
1.2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA	7
1.2.3 RECURSO SOLAR EN ESPAÑA	7
1.2.4 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	9
1.2.5 AUTOCONSUMO	9
1.3 NORMATIVA APLICABLE	10
1.4 CASO DE ESTUDIO	11
1.4.1 EMPLAZAMIENTO	11
1.4.2 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y DE LA ACTIVIDAD	11
1.4.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DEL CONTRATO DEL SUMINISTRO	12
1.4.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	13
1.5 SELECCIÓN DE ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN	14
1.6 PANELES FOTOVOLTAICOS	14
1.7 INVERSOR	16
1.7 CAMPO FOTOVOLTAICO	18
1.9 ESTRUCTURA	20
1.10 MONITORIZACION	22
1.11 CABLEADO	22
1.12 PROTECCIONES CA	22
1.12 PROTECCIONES DE CC	23
CAPÍTULO 2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA INSTALACIÓN	24
2.1 CALCULO ELÉCTRICO	24
2.1.1 Numero de paneles fotovoltaicos	24
2.1.2 Campo fotovoltaico	24
2.1.3 Selección del Inversor	25
2.1.4 Calculo de número de paneles por entrada del MPPT del Inversor	25
2.1.5 Calculo del cableado	27
2.1.6 Cálculo y justificación de las protecciones	31

CAPÍTULO 3. ANALISIS DE VIABILIDAD	34
3.1 LA LEGISLACIÓN ACTUAL DE AUTOCONSUMO	34
3.1.1 Clasificación de modalidades de autoconsumo.....	34
3.2 EVALUACIÓN ENERGÉTICA	35
3.2.1 Recuperación de la inversión	37
3.2.2 Emisiones de CO ₂	38
3.3 EVALUACIÓN DE DIFERENTES ALTERNATIVAS	38
CAPÍTULO 4. PLIEGO DE CONDICIONES.	40
4.1 OBJETO	40
4.2 PRESCRIPCIONES GENERALES.....	40
4.3 DEFINICIONES.....	41
4.3.1 Radiación solar.	41
4.3.2 Instalación	41
4.3.3 Módulos	41
4.3.4 Integración arquitectónica.....	42
4.4 DISEÑO	42
4.4.1 Diseño del generador fotovoltaico	42
4.4.2 Diseño del sistema de monitorización	42
4.5 COMPONENTES Y MATERIALES.....	43
4.5.1 Generalidades	43
4.5.2 Módulos fotovoltaicos	43
4.5.3 Estructura soporte	44
4.5.4 Inversores.....	45
4.5.5 Cableado	46
4.5.6 Conexión a red	46
4.5.7 Medidas.....	46
4.5.8 Protecciones.....	47
4.5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	48
4.5.10 Compatibilidad electromagnética y armónicos	49
4.6 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	49
4.7 PUESTA EN MARCHA.....	49
4.8 CONTRATO DE MANTENIMIENTO	50
4.8.1 Programa de mantenimiento.....	50
4.8.2 Garantías	51
CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	53
REFERENCIAS.....	56

ÍNDICE DE FIGURAS	57
ÍNDICE DE TABLAS	58
PLANOS	59
PLANO DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	60
PLANO DE SUPERFICIE DISPONIBLE PARA LOS PANELES.....	61
PLANO DE DISPOSICIÓN DE LOS PANELES EN CUBIERTA	62
PLANO DE DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES Y UBICACIÓN DEL INVERSOR.....	63
PLANO DE DISTRIBUCIÓN DE LOS STRINGS.....	64
PLANO DE ESQUEMA UNIFILAR Y TOMA DE TIERRA.....	65
PLANO DE DETALLE DE ESTRUCTURA Y FIJACIÓN	66
ANEXOS	67

CAPÍTULO 1. MEMORIA DESCRIPTIVA DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1 INTRODUCCIÓN

1.1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo principal del proyecto es el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una nave industrial, cuya actividad económica es el comercio al por mayor de pescados, mariscos y otros productos alimenticios.

Objetivos específicos:

Estudio de la viabilidad del proyecto, de los requisitos del cliente y de las necesidades de la nave industrial.

Propuesta y justificación de diseño de una instalación fotovoltaica que cubra las necesidades de la nave y requerimientos del cliente.

Definición de las características técnicas y costo económico del proyecto.

Estudio de los beneficios económicos y medioambientales que se obtendrán con el desarrollo del proyecto.

1.1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En este trabajo final de grado se estudian los aspectos técnicos y económicos para el desarrollo de una instalación fotovoltaica mayor de 100 kW de autoconsumo, ubicada en Valencia-España. Se ha seleccionado la energía solar fotovoltaica por diferentes razones que se mencionan a continuación: a) La irradiación solar promedio en la comunidad Valenciana por día es casi 4,8 kWh/m² (Campillo, 2022); b) La disminución de los precios de las instalaciones fotovoltaicas y aumento del rendimiento en los paneles, permite la viabilidad técnica de implementación de estos proyectos; c) La mejora de las regulaciones y normativa existentes en la aplicaciones fotovoltaicas, así como las ayudas y subvenciones que se pueden obtener, permiten la viabilidad económica y una posibilidad de inversión por parte del sector empresarial y particular; d) Las ventajas de generar la electricidad en el mismo sitio donde se consume, hace que la generación fotovoltaica sea la mejor opción para este tipo de aplicaciones; e) Y por último y no menos importante, este proyecto cumple con algunos de los diecisiete objetivos de desarrollo sostenible (ODS) establecidos por la ONU en 2015. Directamente en concreto estos dos: el 7 referente a la energía asequible y no contaminante, el 11 ciudades sostenibles y no contaminantes (Gamez, 2022).

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA RENOVABLE

La energía renovable es energía derivada de recursos naturales que se renuevan en menos de una vida humana sin agotar los recursos del planeta. Estos recursos, como la luz solar, el viento, la lluvia, las mareas, las olas, la biomasa y la energía térmica almacenada en la corteza terrestre tienen la ventaja de estar disponibles de una forma u otra en casi todas partes. Son virtualmente inagotables. Y, lo que es aún más importante, causan poco daño climático o ambiental.

Los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural, por el contrario, solo están disponibles en cantidades finitas. A medida que se van extrayendo, tarde o temprano se acabarán. Aunque se producen en procesos naturales, no se reponen tan rápido como los usamos los humanos (Secretariat, Why is renewable energy important? REN21. , 2022).

1.2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

En España, en la primera mitad de la década de los años 80, se empezó a apostar por la introducción de la cogeneración y las energías renovables en el sistema eléctrico español. En el caso de la energía fotovoltaica, Iberdrola en el año 1984, instaló en San Agustín de Guadalix la primera central fotovoltaica de 100 kWp conectada a la red y fue la única con la que contó la península durante casi 10 años. El crecimiento de las renovables fue muy lento en los años siguientes, y no fue sino hasta la entrada del siglo XXI que el sistema de producción de energía eléctrica comienza el proceso de transformación e incluye a las renovables como las fuentes de energía primaria. Todo esto debido a los cambios en los requisitos económicos, compromisos medioambientales (compromiso 20-20-20) y al aumento en las previsiones de la demanda de electricidad en el país (Energía y Sociedad, 2022). Por otro lado, esta transformación trae consigo la integración y puesta en marcha de nuevos conceptos en la distribución de la energía eléctrica, por ejemplo, la “Generación Distribuida”. Donde los puntos de generación se encuentran próximos a los puntos de consumo, disminuyendo las pérdidas de transporte y distribución de energía significativamente. Finalmente, otros conceptos que permiten la evolución y mejora del sistema eléctrico español se han puesto en marcha como son: las redes inteligentes, contadores inteligentes, microrredes, vehículos eléctricos, tecnologías de almacenamiento, líneas de transporte de corriente continua (HVDC), gestión activa de la demanda, autoconsumo, etc. (AleaSoft Energy Forecasting. , 2022).

1.2.3 RECURSO SOLAR EN ESPAÑA

Desde 2011, la energía renovable está creciendo más rápido que todas las demás formas de energía. La energía renovable tuvo otro año récord en 2020, ya que la capacidad de potencia instalada a nivel mundial creció en más de 256 gigavatios (GW), su mayor aumento hasta la fecha. Más del 29 % de nuestra electricidad ahora proviene de energías renovables, y esto continúa creciendo (Secretariat, Why is renewable energy important? REN21. , 2022).

En la figura 1 se puede ver la radiación solar en distintas zonas de Europa. Donde muestra que España es el país de Europa con mejor radiación solar, por lo que se convierte en uno de los países donde las instalaciones solares tanto para autoconsumo como de generación son capaces de producir una gran cantidad de energía. En el mes de junio el máximo irradiado está situado en el suroeste peninsular, registrándose los valores máximos de irradiación en Huelva, Cádiz y suroeste de Sevilla.

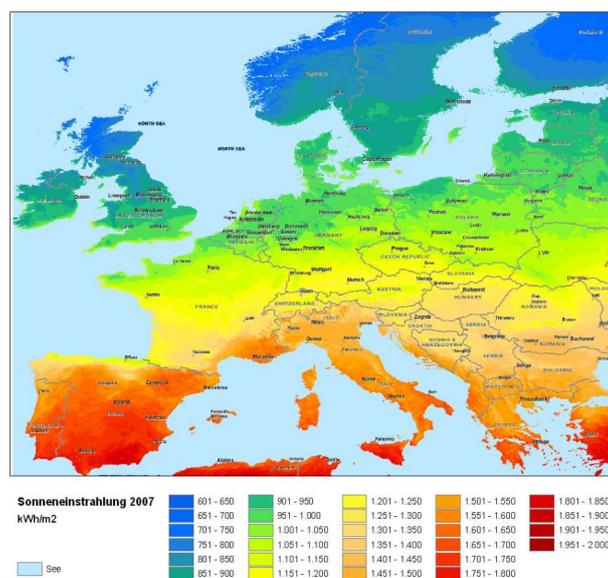
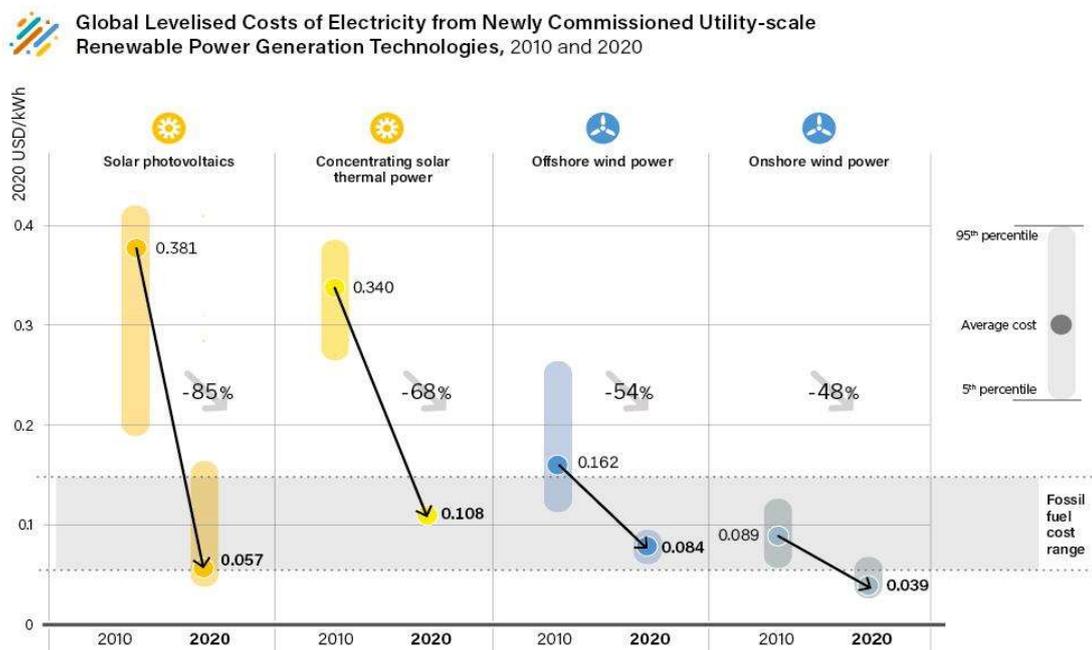


Figura 1. Mapa de la radiación solar en Europa (AleaSoft Energy Forecasting. , 2022)

En el caso del crecimiento de la generación de energía eléctrica por medio de energía solar, se debe en gran medida a la competencia, los objetivos de emisiones cero y las presiones de los precios de la electricidad, todo esto ha alentado la inversión en tecnologías solares fotovoltaicas, en particular, células y módulos solares con mejor eficiencia y rendimiento de las celdas. En la figura 2, se muestra la evolución del costo de las energías renovables desde el año 2010 hasta 2020, donde se puede observar un decremento de un 85% en el kWh en la energía solar fotovoltaica (Prieto, 2021).

En España la orientación ideal es sur, sin embargo, si la orientación de las placas solares no es hacia el sur se debe analizar cuando se va a realizar la mayor parte del consumo para maximizar la producción del sistema, si el pico del consumo se da en las primeras horas de la mañana, ya que el sol sale por el este, se aumentará el aprovechamiento de la energía de las placas si están orientadas hacia allí. Del mismo modo si el mayor consumo se tiene por la tarde el oeste será una orientación favorable, alternativamente poder tener una instalación orientada al este y al oeste dará una producción más distribuida a lo largo del día.

En España la inclinación ideal de las placas solares varía entre los 20 y los 40 grados, la inclinación de la mayoría de las viviendas del territorio español se encuentra entre los 20 y los 35 grados y aunque se pierda algo de rendimiento, esto nos permite ahorrar en costes estructurales colocando una estructura coplanar, que, además, encaja mejor en el entorno. Cobran especial relevancia las sombras que se puedan proyectar sobre la cubierta, se debe contemplar para determinar que orientación será la que más energía genere y a su vez se pueda aprovechar. Los ángulos de inclinación de las placas solares, así como su desviación respecto al sur son de gran importancia a la hora de instalar un buen sistema fotovoltaico. Ya que afectara su rendimiento y a la captación de la energía de la instalación. Pequeñas desviaciones se pueden aceptar, no obstante, no se deben orientar únicamente hacia el norte.



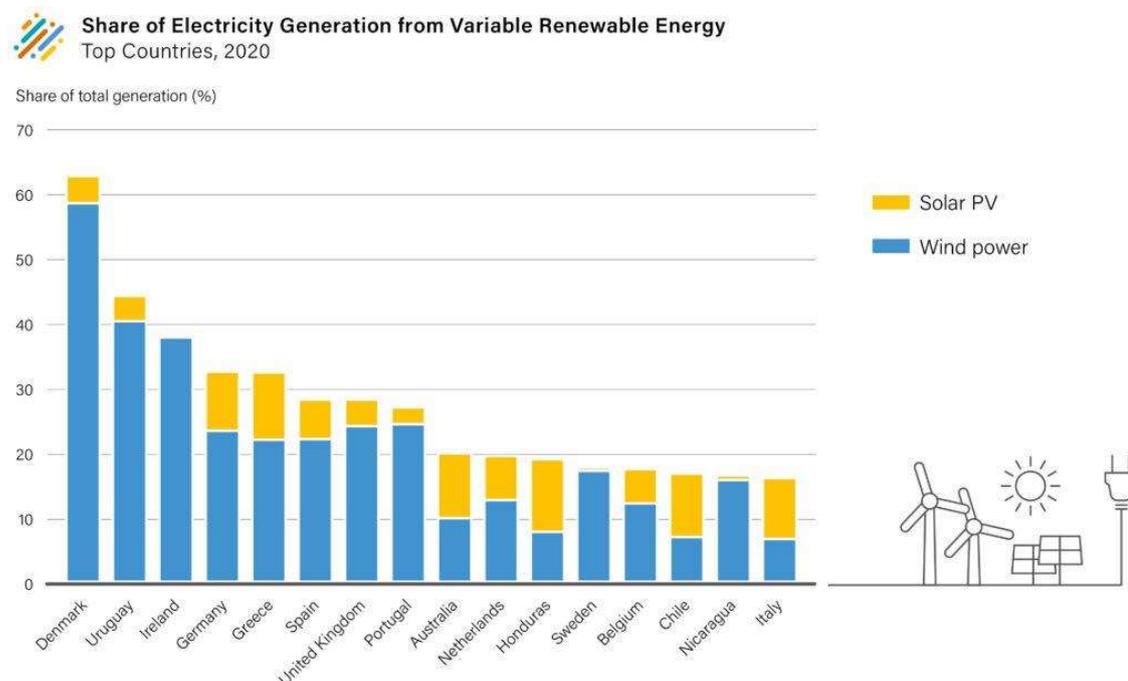
REN21 RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 2. Evolución del costo de las energías renovables desde el año 2010 hasta 2020 (Secretariat, REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy., 2021)

1.2.4 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

En 2020, 22 de los 27 Estados miembros de la UE agregaron más capacidad de la que habían instalado en 2019; aun así, casi las tres cuartas partes de la nueva capacidad se conectaron en solo cinco países. Alemania recuperó su primera posición, y le siguieron Holanda (3 GW), España (2,8 GW), Polonia (2,6 GW) y Bélgica (1 GW). Los principales países de la UE por capacidad total a finales de año fueron Alemania, Italia, España, Francia y los Países Bajos (Secretariat, REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy., 2021).

En la figura 3, se muestran los 15 principales países generadores de electricidad por medio de energías renovables. En el caso de España, se encuentra entre los diez primeros con un 7% de generación fotovoltaica para el año 2020.



Note: Figure shows countries among the top 15 according to the best available data at the time of publication. Several smaller countries with low total generation and/or high imports are excluded from this list.

REN21 RENEWABLES 2021 GLOBAL STATUS REPORT

Figura 3. 15 principales países generadores de electricidad por medio de energías renovables (Secretariat, REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy., 2021)

1.2.5 AUTOCONSUMO

Autoconsumo se define como la producción de energía eléctrica tanto de forma individual, como colectiva que está destinada al consumo propio en un lugar cercano al punto donde se genera. Para llevar esto a cabo, resulta imprescindible disponer de una instalación generadora propia, pudiendo ser de tipo fotovoltaico o con cualquier otro tipo de recurso renovable como fuente primaria de energía.

Existen básicamente dos tipos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo:

- Las instalaciones aisladas, en las que no se tiene acceso a red eléctrica pública por lo que es frecuente encontrar el uso de baterías para poder abastecer de forma correcta las demandas energéticas cuando la producción solar de la instalación no es suficiente, e incluso es habitual encontrar generadores auxiliares de tipo convencional para asegurar una completa cobertura de las demandas de energía eléctrica a lo largo del año.

- Instalaciones de autoconsumo conectadas a red eléctrica, que no requieren de baterías o acumuladores.

En España, dentro de la tipología de instalaciones de autoconsumo con conexión a red podemos encontrar dos tipos:

- Sin excedentes: Son las instalaciones que disponen de un sistema de anti vertido que impide cualquier tipo de inyección de excedente eléctrico generado a la red.

- Con excedentes: En este tipo de instalaciones sí que existe la posibilidad de verter el excedente a la red, y dentro de él encontramos 2 posibilidades: Con compensación de excedentes o sin compensación. El primer caso se trata de la opción más interesante para el consumidor, ya que la comercializadora compensará el excedente generado por los paneles a un precio acordado, aplicando un descuento a la propia factura eléctrica en el término de energía. Por otro lado, en el segundo caso no existe ningún tipo de compensación por el excedente generado, siendo esta opción obligatoria para instalaciones de más de 100 kW.

1.3 NORMATIVA APLICABLE

La normativa aplicable considerada para la redacción del presente proyecto se enumera a continuación:

- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre**, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Ley 15/2012, de 27 de diciembre**, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- **Real Decreto Legislativo 1/2012**, por el que se procede a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- **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.
- Ordenanza Municipal Reguladora del Aprovechamiento de Energía Solar Fotovoltaica en el municipio de Castellón de la Plana.
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 14/2010**, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- **Ley 7/2006, de 23 de junio**, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- **Real Decreto 314/2006**, del 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- **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.

- **Ley 38/1992, de 28 de diciembre**, de Impuestos Especiales.
- **Decreto 177/2005, de 18 de noviembre**, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- **Resolución de 31 de mayo de 2001**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen, modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- **Especificaciones Técnicas**, Procedimientos y Normas particulares de la Compañía suministradora de Energía Iberdrola.
- **Real Decreto 2267/2004**, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- **Real Decreto 186/2016**, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Cuantas disposiciones legales se dicten en relación con las materias objeto del proyecto durante la realización de este.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Cualquier otra norma o reglamentación aplicable.

1.4 CASO DE ESTUDIO

1.4.1 EMPLAZAMIENTO

NOMBRE/RAZÓN SOCIAL:

FRIGORIFICOS MARTINEZ SANCHEZ S.A.

DIRECCIÓN:

Partida Zamarra, 11

46960 Aldaia, Valencia

CUPS:

ES0021000007690124GW

SUPERFICIE DE TEJADO DISPONIBLE:

1.360m²

Tipo de suministro eléctrico: 3x400/230



1.4.2 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y DE LA ACTIVIDAD

Los trabajos propuestos para la instalación fotovoltaica se realizarán en la cubierta de la nave industrial, cuyas características son mostradas en la tabla 1.

Tabla 1. Datos característicos de la nave industrial

FRIGORIFICOS MARTINEZ SANCHEZ SA	
Referencia catastral	9915512YJ1791N0001MW
Latitud	39.46374155572806
Longitud	-0.44147537315821134
Año construcción	1980
Uso principal	Industrial
Superficie construida total:	1.277 m ²
Industrial puerta 1	579 m ²
Industrial puerta 2	280 m ²
Oficina puerta 3	171 m ²
Almacén puerta 4	76 m ²
Oficina puerta 1	171 m ²
Superficie gráfica	2.167 m ²

Fundada el 23/06/1983, la compañía **FRIGORIFICOS MARTINEZ SANCHEZ SA** tiene como finalidad La manipulación y comercio al por mayor de pescados frescos, salados y congelados, incluso bacalao y mariscos y el comercio al por menor de pescado fresco y congelado en escabeche, a granel, bacalao, mariscos y caracoles. La empresa mencionada requiere un consumo energético muy alto y cambia en función de las jornadas laborales. El horario de trabajo tiene dos jornadas de 8 horas de lunes a viernes. Desde las 8:00h hasta las 24:00h (Informes de empresas , 2022).

1.4.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DEL CONTRATO DEL SUMINISTRO

En la Tabla 2 se muestra la potencia contratada por la empresa bajo estudio y en la figura 4 muestra en detalle los horarios de dichos periodos.

Tabla 2. Potencia contratada de la empresa bajo estudio

DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO	Partida Zamarra, Nº 11, 46960 Aldaia (Valencia)
CUPS	ES0021000007690124GW
Nº CONTRATO	2020008125
EMPRESA DISTRIBUIDORA	Seguraenergy

POTENCIA CONTRATADA (kW)	Punta	Llano	Valle
	95	95	95

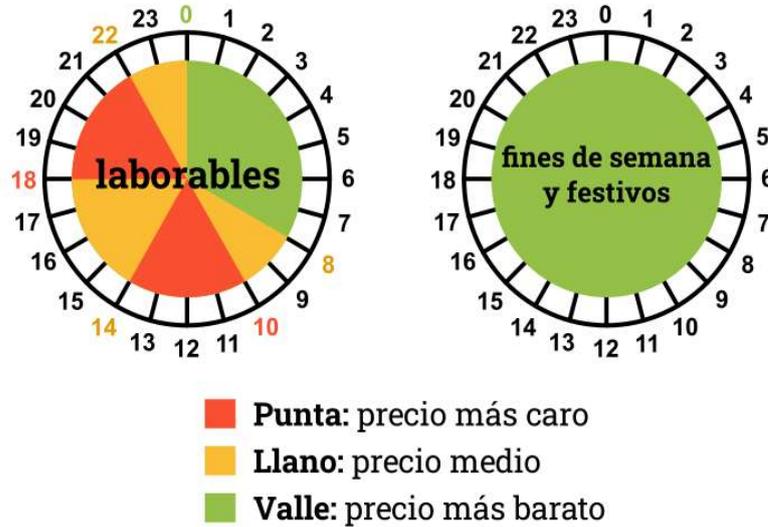


Figura 4. Horarios y periodos de tarifa eléctrica (Energía, 2021)

1.4.4 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, en la figura 5, se muestran los consumos mensuales de energía de la empresa discriminados por periodos punta, llano y valle.

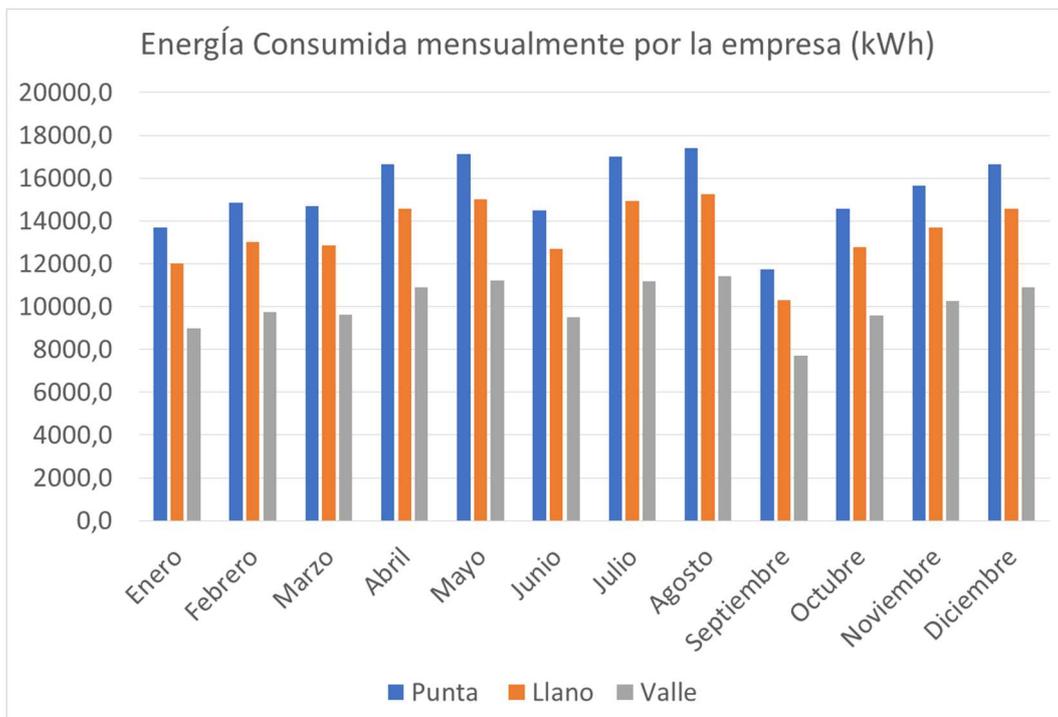


Figura 5. Estimación de la energía consumida en kWh por la empresa por tramos horarios

Se realizó un análisis de costo de la energía tomando en cuenta las tarifas estipuladas para este tipo de contrato en el año 2021. Y los datos se presentan a continuación en la figura 6.

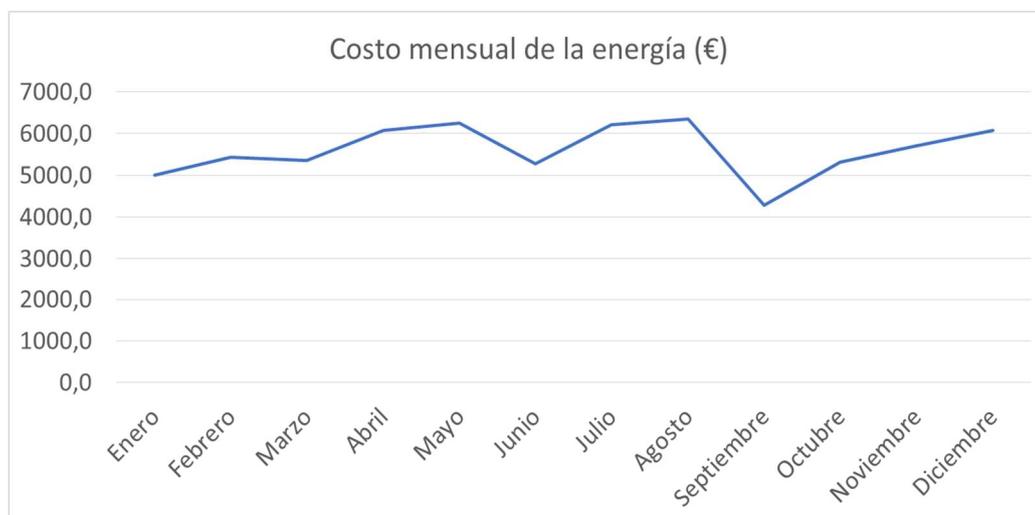


Figura 6. Costo mensual de la factura eléctrica en €

1.5 SELECCIÓN DE ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN

En el capítulo 2 se presentan los cálculos justificativos de la selección de todos los elementos de la instalación como son: número de paneles, inversor con conexión a red, cableado y protecciones. En este trabajo se realizó el estudio de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes de potencia. Por lo tanto, el cálculo se hace para que la potencia generada supere la que se está consumiendo en cada instante. Según (Solar, 2020), el precio medio de la energía solar fotovoltaica producida en España para grandes plantas fotovoltaicas varía entre los 25 y 30 cents €/kWh. Sin embargo, algunas compañías comercializadoras de la energía ajustan sus números para ofrecer un precio de compra más bajo a los particulares que generen excedentes. Vale la pena destacar, que para conseguir un verdadero beneficio y recuperación de la inversión lo más rápido posible, se pretende consumir toda la energía que se está produciendo en las placas. En este sentido, la compañía **FRIGORIFICOS MARTINEZ SANCHEZ SA** se puede beneficiar debido a que los picos de consumos se encuentran en los horarios de mayor generación Fotovoltaica, en la figura 7 se muestran las potencias máximas absorbidas de la red, discriminadas por horarios, las cuales son tomadas como base en la sección 2 para el cálculo de los paneles. Se puede observar que la potencia máxima consumida puede llegar a tener picos de 93 kW.

1.6 PANELES FOTOVOLTAICOS

La orientación es un factor clave a la hora de sacar el mejor rendimiento posible de una instalación fotovoltaica. En España la orientación ideal es sur no obstante debido a las particularidades del tejado del emplazamiento dado, una orientación sur pura sin incurrir en sobre costes, ni riesgos estructurales es prácticamente imposible, por lo que se ha amoldado la estructura de los paneles al tejado que posee dos orientaciones una suroeste y otra sureste. En este caso se colocarán las placas de forma coplanar a la cubierta o tejado. La instalación estará constituida por 164 paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino cuyo fabricante es CanadianSolar, modelo CS7N-655MS de 655 W, fabricado con vidrio templado y aleación de

aluminio anodizado. En las tablas 3 y 4 se pueden observar los datos mecánicos y eléctricos de los paneles.

Tabla 3. Datos mecánicos de los paneles

ALTO (mm)	2384
ANCHO (mm)	1303
ESPESOR (mm)	35
PESO (kg)	35.7

Tabla 4. Datos eléctricos de los paneles CS7N-655MS de 655 W

Voltaje de máxima potencia (Vmp)	38,1 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	17,20 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	45,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	18,43 A

Son de importante relevancia las gráficas de I-V que aparecen en la ficha técnica del panel, donde se puede ver como varía la intensidad y la tensión en función de la radiación solar y de la temperatura de la célula. También podemos ver lo importante que resultan los seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor, para que los paneles puedan entregar toda la potencia disponible por los mismos.

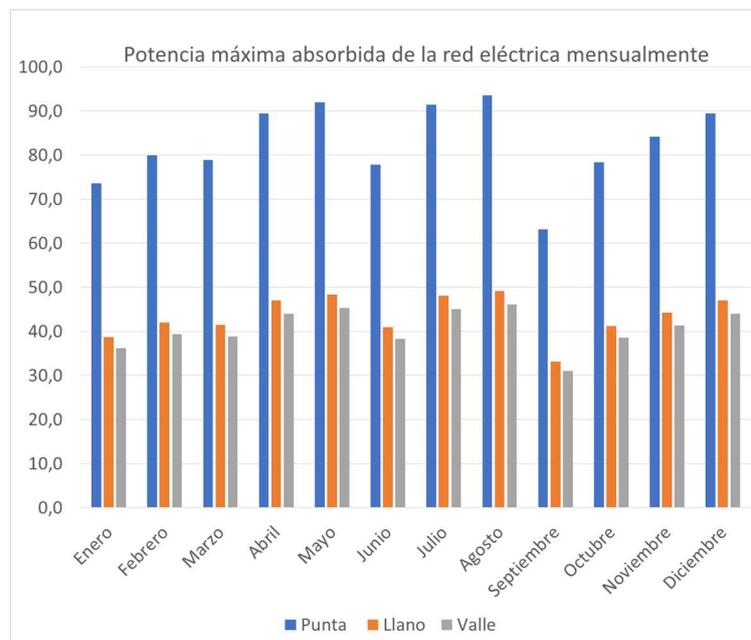


Figura 7. Potencia máxima absorbida de la red eléctrica mensualmente y ordenada por tramos horarios

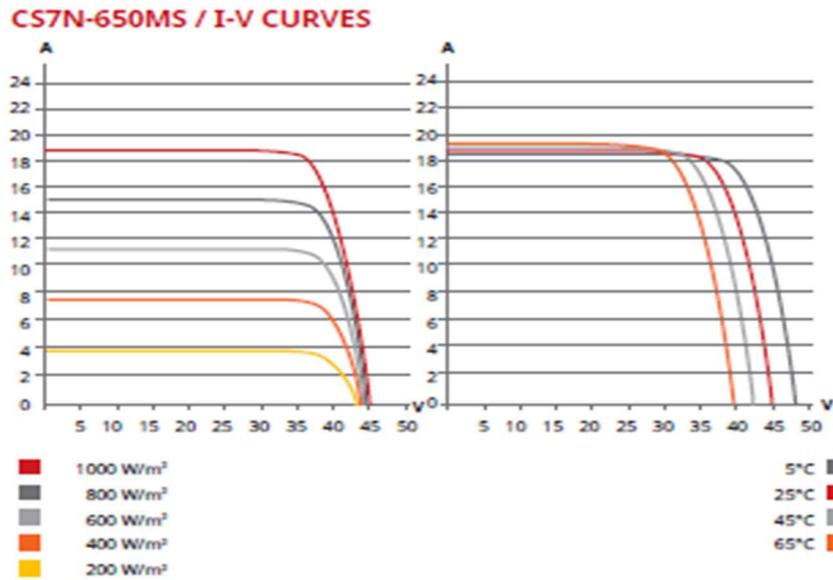


Figura 8. Grafica I-V en función de la radiación t de la temperatura.

En la ficha técnica (Anexos) podemos observar el resto de las especificaciones de los paneles.

1.7 INVERSOR

El inversor es uno de los componentes más importantes de la instalación ya que la energía que proporciona las placas solares la transforma desde energía continua a energía alterna. Para su elección un parámetro importante tener en cuenta es la garantía y el servicio técnico adecuado. También es muy importante para su elección el número de maximizadores de potencia (MPPT) ya que cada MPPT va a estar destinado a un conjunto de placas y a una orientación, en el caso de estudio se tiene más de una orientación y se necesitará diferentes MPPT para cada orientación. La instalación fotovoltaica tendrá un inversor de 100 kW y una potencia pico de 107,42 kWp, de esa manera se podrá cubrir con el consumo lo máximo posible, ya que en este tipo de instalaciones se tienen pérdidas por orientación e inclinación, por temperatura y pérdidas en los equipos.

El inversor seleccionado es un modelo de inversor trifásico Huawei SUN2000-100KTL-M1, ver figura 9. A continuación en la figura 10 se detallan las características del inversor.

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter



Figura 9. Inversor seleccionado

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Figura 10. Características del inversor (Ficha técnica)

En la figura 11 se muestra las gráficas de rendimiento del inversor seleccionado, donde se observa, la variación de la eficiencia en función del porcentaje de carga a la que opera. En este caso, es muy importante mantener la carga por encima del 20%, a cualquiera de las tensiones graficadas (625, 720 y 850V), con el fin de asegurar un rendimiento óptimo superior en todo caso al 97%.

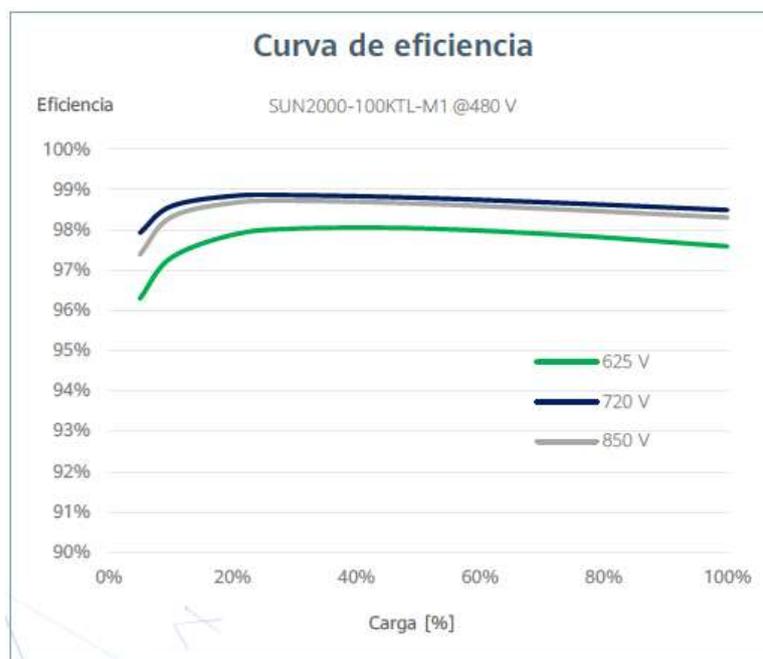


Figura 11. Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1

En el siguiente diagrama se detalla el esquema interno del inversor seleccionado con los elementos que lo compone como el convertidor CC/CA, filtro, MPPTs, etc.

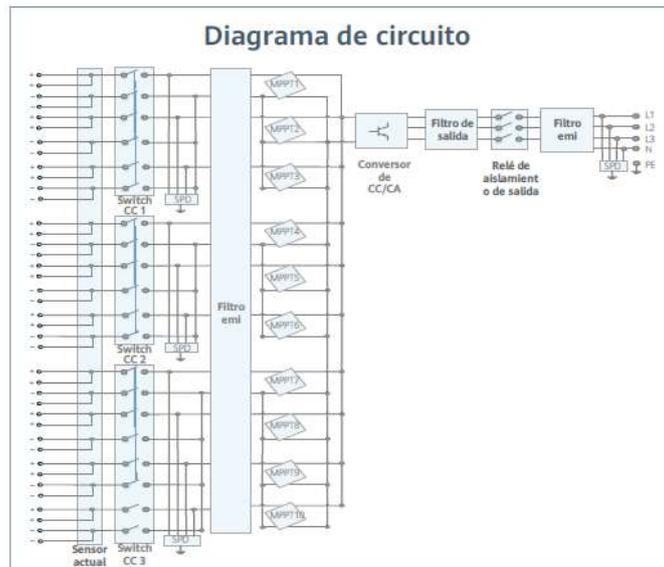


Figura 12. Diagrama de Circuito del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1

El inversor se instalará a cinco metros del cuadro general de la instalación. Su ficha técnica con todas las especificaciones se puede encontrar en Anexos.

1.7 CAMPO FOTOVOLTAICO

Una vez seleccionado el panel y el inversor a utilizar para la instalación fotovoltaica, se ha comprobado el espacio y la generación del campo fotovoltaico diseñado, mediante la herramienta SolarEdge la cual permite comprobar la compatibilidad de ambos en función de la potencia que se pretende instalar, y a su vez determinar que no existen limitaciones o problemas. Los esquemas de conexión de los paneles se realizaron en AUTOCAD y son mostrados en el Capítulo 6. Por otro lado, en cuanto a la disposición de los paneles en la cubierta de la nave se tienen 3 grupos de paneles y dos orientaciones del tejado Suroeste y Sureste, se colocarán coplanares a cubierta. Cada grupo de cada orientación del tejado se conectará a un MPPT distinto con la finalidad de maximizar la producción del campo. Como se observa en la figura 13, se ha dejado espacio entre grupos de placas para las labores de mantenimiento. Los detalles del cálculo del número de paneles y del inversor se encuentran en el capítulo 2.

Los paneles se conectarán mediante el método comúnmente llamada de salto de rana para poder reducir los costes al cableado de la instalación solar (Balderas, 2022).

En la conexión tradicional (Figura 14) cuando queremos formar un string con los paneles, será el positivo de un panel al negativo del siguiente, de manera que se suman las tensiones de cada uno de los paneles y la corriente permanece constante, pero en ese caso se debe añadir coste adicional de cableado y perdidas, para poder ir del último positivo al positivo de la caja de conexiones o del string directamente. No obstante, con el método de conexión conocido como método de salto en rana, podemos evitar ese coste adicional en cable, ya que, en lugar de hacer las conexiones con el panel inmediatamente siguiente, se conectan los pares con los pares y los impares con los impares, de forma que el primer panel impar se conectara el positivo con el negativo del siguiente panel impar y así sucesivamente, hasta llegar al último panel. Y en lugar de instalar un cable adicional para volver hasta el inversor se conectará el positivo del último panel impar con el negativo del último panel par. En la figura 15 se puede observar el método de conexión (Balderas, 2022).

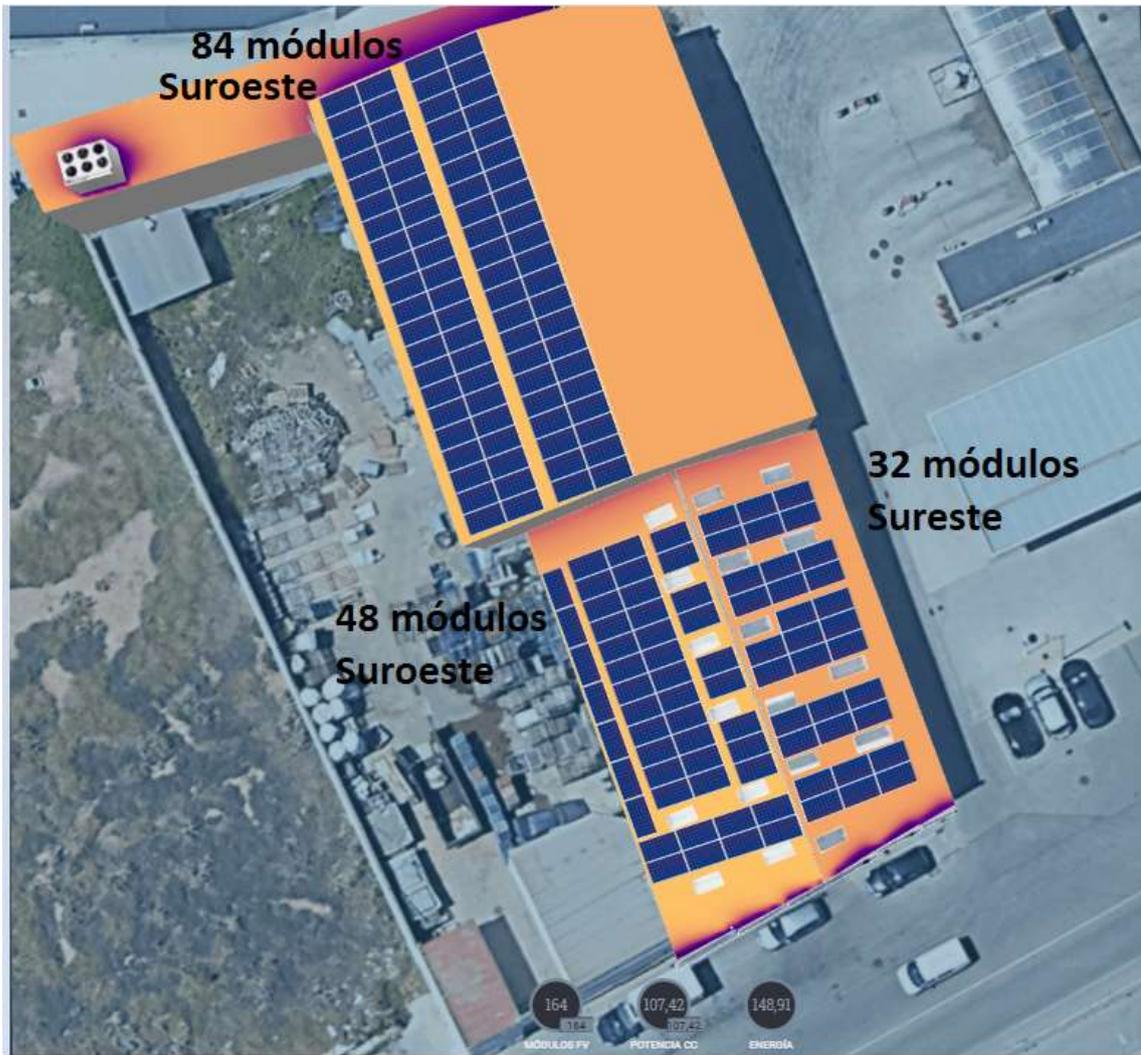


Figura 13. Campo fotovoltaico (SolarEdge)

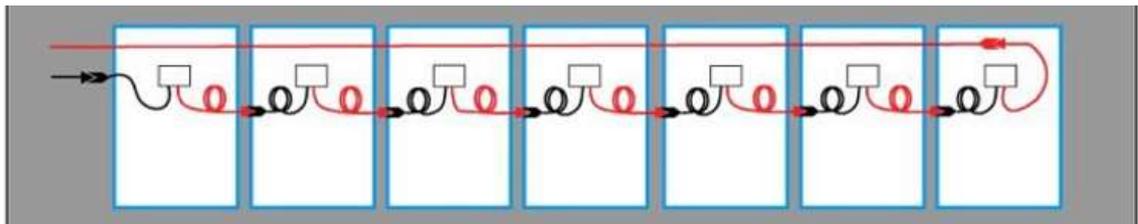


Figura 14. Método de conexión tradicional

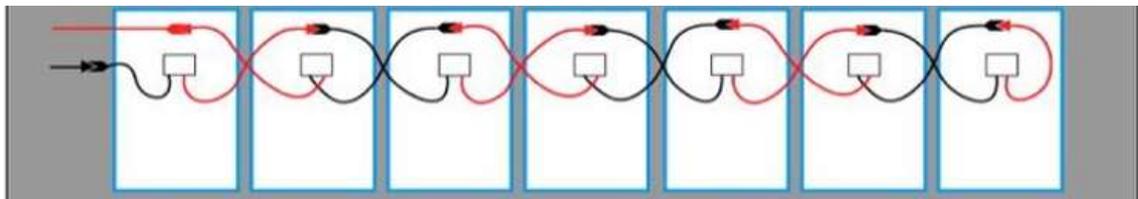


Figura 15. Método de conexión salto de rana (Balderas, 2022)

El esquema de conexión hacia el inversor de 100 kW desde las placas, cuya ubicación es mostrada en la figura 13 quedaría como se muestra en la figura 16. Dónde: el grupo de 84 paneles repartidos en 4 MPPT de 17 paneles cada uno y 1 MPPT de 16 paneles; el grupo de 48

paneles repartido en 3 MPPT de 16 paneles cada uno y por último el grupo de 32 paneles repartido 2 MPPT de 16 paneles cada uno.

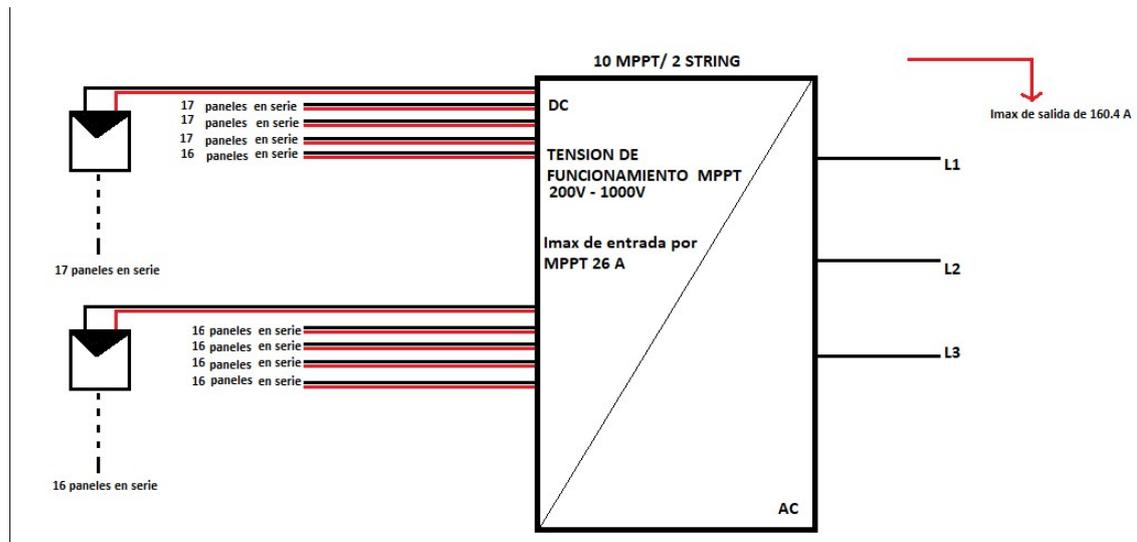


Figura 16. Disposición de los paneles en el inversor

La distribución por MPPT del inversor se muestra en la tabla 5, donde la máxima tensión por string de paneles que se colocara en el MPPT del Inversor es $V_{STRINMPPTMAX}$, y la mínima tensión por string de paneles que se colocara en el MPPT es $V_{STRINMPPTMIN}$. Como se puede observar en la tabla 5, los valores de tensión y corriente están dentro del rango de operación permitidos por el fabricante. De esa manera se puede comprobar que existe compatibilidad entre la conexión plateada para las placas y el inversor.

Tabla 5. Valores de tensión de entrada de los MPPT del Inversor con los paneles seleccionados

SUN2000-100KTL-M1						
STRING	N.º PANELES POR STRING EN SERIE	$V_{STRINMPPTMAX}(V)$	$V_{STRINMPPTMIN}(V)$	$V_{mp}(V)$ @25°C y 1000 W/m ²	Isc (A)	Imp (A)
1	17	838,3	532,1	647,7	18,43	17,20
2	17	838,3	532,1	647,7	18,43	17,20
3	17	838,3	532,1	647,7	18,43	17,20
4	17	838,3	532,1	647,7	18,43	17,20
5	16	788,9	500,8	609,6	18,43	17,20
6	16	788,9	500,8	609,6	18,43	17,20
7	16	788,9	500,8	609,6	18,43	17,20
8	16	788,9	500,8	609,6	18,43	17,20
9	16	788,9	500,8	609,6	18,43	17,20
10	16	788,9	500,8	609,6	18,43	17,20

1.9 ESTRUCTURA

La estructura para los paneles solares permite que los paneles tengan la consistencia mecánica y sistema de anclaje adecuado. En este caso, se va a utilizar una estructura coplanar como la mostrada en la figura 17 y 18, donde se utiliza la misma inclinación de la cubierta. Este tipo de estructura es más accesible económicamente y tiene una ejecución de obra más rápida, respecto a la estructura inclinada.

El sistema coplanar para los paneles solares permite poder ubicar los paneles tanto en horizontal como en vertical, su material principal es el aluminio. En este proyecto se tiene un sistema coplanar con ubicación tanto horizontal como vertical de los paneles solares. Los componentes necesarios para su instalación son:

- **Guías:** Estructura principal donde se colocan los paneles solares.
- **Uniones de Guías:** Utilizados para alinear dos tramos de guías diferentes.
- **Tornillería:** Importante que sea de acero inoxidable.
- **Abrazaderas:** Medias y finales, se usan para fijar los paneles solares a las guías principales.
- **Grapas:** Permiten fijar los paneles solares que se encuentran en los extremos de la estructura (Plena Energía, 2020).

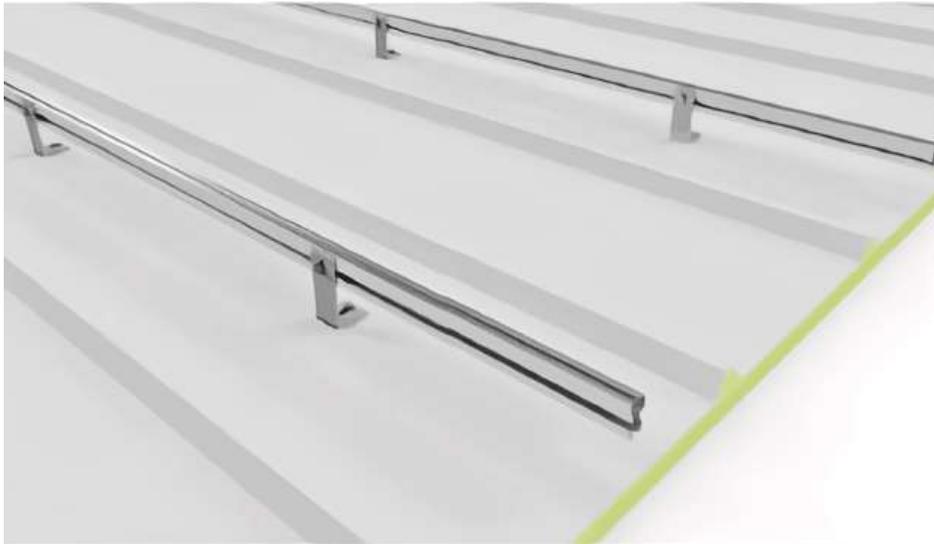


Figura 17. Estructura coplanar para montaje en cubierta inclinada



Figura 18. Detalle de anclaje en cubierta (Shop, 2022)

1.10 MONITORIZACION

Para monitorizar el sistema fotovoltaico de autoconsumo se instalará el SMART POWER SENSOR DTSU666-H HUAWEI, es un sensor trifásico de medida indirecta mediante transformadores de intensidad. En la figura 19 se observa la interfaz del contador SMART POWER SENSOR DTSU666-H, este permite medir la producción solar, las corrientes por fase, tensiones por fase, la frecuencia, la demanda de la instalación, además permite programar para inyección cero, etc. Dicho dispositivo se comunica con el inversor a través de cable RS485. Vale destacar, que una vez conectado este elemento, será posible el uso de la aplicación de Huawei FusionSolar la cual permite visualizar y controlar los flujos de carga dentro de la instalación.



Figura 19. Smart Power Sensor DTSU666-H HUAWEI trifásico (HUAWEI, 2021)

1.11 CABLEADO

El cálculo de la sección del cable utilizado en las conexiones de continua y alterna se presenta en el capítulo 2. Para el cableado de corriente continua tiene una longitud de 40 m y se utilizará cables unipolares de 6 mm², modelo: Cable Unifilar 6 mm² SOLAR PV ZZ-F, conectados sin separación y en contacto, en tubos PVC con un máximo de 16 cables unipolares por tubo. Los cálculos justificativos se encuentran en el capítulo 2, donde se observa que este cable cumple el criterio térmico, así como el criterio de caída de tensión máxima de 1%. En el caso del cableado de AC, se utilizará cables con una sección de cables de 70 mm².

1.12 PROTECCIONES CA

Siendo el tramo de CA el que conecta el inversor con la caja general de conexiones, se deben instalar protecciones para evitar los problemas eléctricos que pueden aparecer durante su funcionamiento. El cálculo de las protecciones se muestra en el capítulo 2. Debe estar protegido frente a:

Sobretensión: Situación en la que ocurre un aumento de tensión a valores muy altos con respecto a la tensión nominal en periodos de tiempo de milisegundos. Para evitar este fenómeno se colocará un descargador de sobretensión entre el inversor y el interruptor automático.

Sobrecarga: Se produce principalmente por el calentamiento excesivo de los conductores produciendo el deterioro de estos y un defecto de aislamiento.

Contactos indirectos: Causado al haber un contacto de personas con masas puestas accidentalmente en tensión. En este caso el dispositivo de protección es el interruptor diferencial.

El magnetotérmico seleccionado es el EX9MD2BTMDC1804P el cual es un magnetotérmico de 4 polos de 180 A, las especificaciones técnicas indican que tiene un poder de corte de 25 kA y un tiempo de desconexión ante corto circuito menor a 2 ms.

1.12 PROTECCIONES DE CC

Siendo el tramo de CC el que va desde los paneles hasta el inversor, se deben instalar protecciones para evitar los problemas eléctricos que pueden aparecer durante su funcionamiento. En este caso, el dispositivo de protección será un fusible para los cables y el propio inversor cuenta con protecciones de la entrada ante sobrecargas eléctricas.

CAPÍTULO 2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA INSTALACIÓN

2.1 CALCULO ELÉCTRICO

A continuación, se presentan todos los cálculos justificativos de la selección de los componentes de la instalación fotovoltaica.

2.1.1 Numero de paneles fotovoltaicos.

En autoconsumo una manera de calcular el número de paneles fotovoltaicos a utilizar y la configuración de estos dependerá:

- a) de la potencia pico del modelo del panel solar seleccionado (P_{PV_pk});
- b) de la potencia pico de consumo (P_{Com_pk}),
- c) del modelo del inversor seleccionado,
- d) del área del tejado disponible para la instalación.

Este último, define la configuración de los paneles y la cantidad que se puede agrupar. El número de paneles se obtiene con la ecuación (1), donde se agrega un margen del 14% a la producción total para compensar las pérdidas del inversor, pérdidas debidas a la temperatura, degradación de la producción de las placas, ángulo de radiación, entre otros.

El panel fotovoltaico seleccionado es un monocristalino cuyo fabricante es CanadianSolar (Ltd, 2021), modelo CS7N-655MS de 655 W la potencia pico de consumo en la empresa puede llegar a 94 kW.

$$N_{\text{modulos}_{PV}}^{\text{o}} = \frac{P_{Com_{pk}}}{PPV_{pk}} \cdot 1,14 \quad (1)$$

$$N_{\text{modulos}_{PV}}^{\text{o}} = \frac{94 \text{ kW}}{0,655 \text{ kW}} \cdot 1,14 = 163,6$$

El número de modulo a utilizar son 164 paneles de 655 W para una producción en paneles total pico ($P_{PV_pk_Total}$) de 107,42 kW.

2.1.2 Campo fotovoltaico

El área del tejado de la empresa consta de dos tejados a dos aguas, ver imagen de la figura 20. Una cuya con un área de 518,08 m² con orientación suroeste y la otra con un área de 507,22 m² con orientación al sureste. Las placas se colocarán de forma coplanar al tejado y preferiblemente en el tejado que está orientado al suroeste, indicados en la figura con A1 y A2. Todo esto con el objetivo de garantizar radiación directa en las tardes de los meses de invierno, desde horas del mediodía hasta la noche. Y en verano a partir del mediodía, cuando el Sol aún está muy vertical. Además, en cada tejado se dejará espacio suficiente para las labores de mantenimiento de los paneles (Alonso, 2021).

El área que ocupa cada panel es de 3,1063 m² se colocaran 84 paneles en el área A1, 48 paneles en el área A2 y 32 paneles en el área A3.

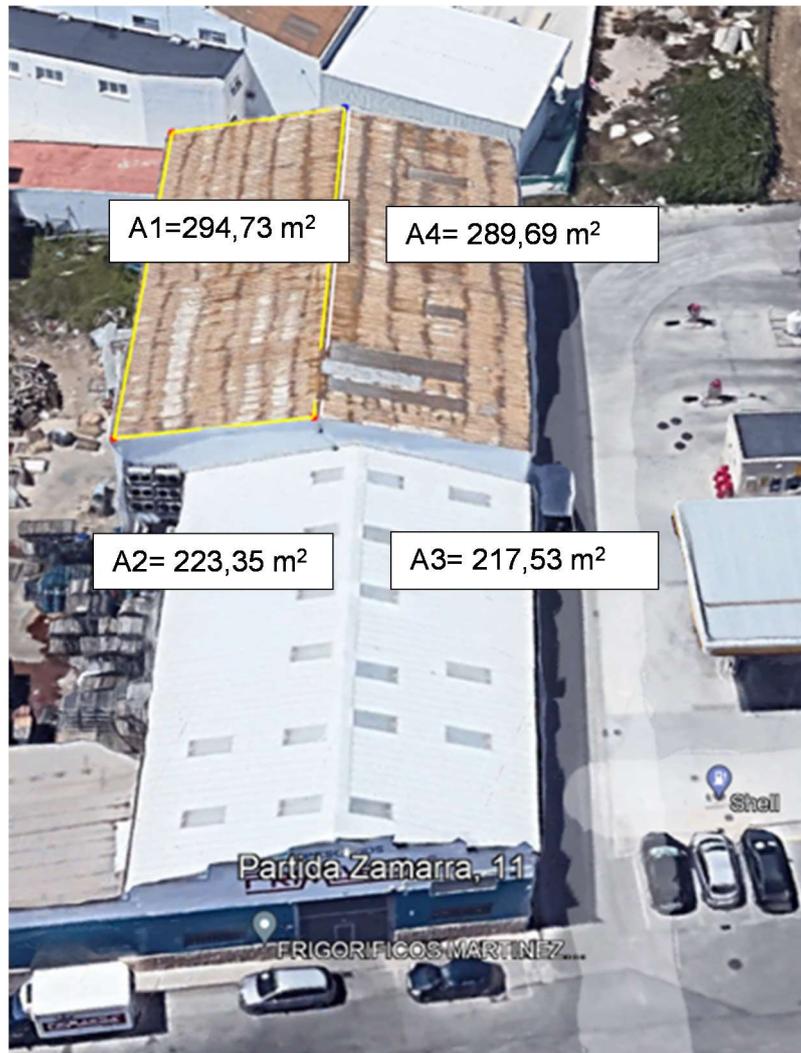


Figura 20. Áreas del tejado correspondientes a la instalación

2.1.3 Selección del Inversor.

Para este caso, se selecciona un inversor trifásico de conexión a red de 100 kW de salida, modelo Huawei SUN2000-100KTL-M1. Este tipo de inversor fotovoltaico de conexión a red es el indicado para utilizar en caso de tener un sistema de autoconsumo. El inversor consta de 10 entradas con su respectivo MPPT, estos tienen especificados una tensión mínima y máxima la que pueden trabajar de forma nominal y para hacer llegar al string a dicha tensión, debemos conectar en serie tantos paneles solares como sea preciso hasta alcanzarla. Además, también se especifica el rango de temperatura de trabajo del inversor que garantiza que los paneles pueden trabajar en el MPPT.

2.1.4 Calculo de número de paneles por entrada del MPPT del Inversor.

Para calcular el número de paneles en serie que es posible conectar al inversor, es necesario calcular las temperaturas mínima y máxima a las que estarán sometidos, debido a que afectan a la tensión generada y en vacío que presentan los paneles. Las características de temperatura de los paneles se muestran en la figura 21, donde α_{OC} es el coeficiente de temperatura que tiene un valor de 0,26%/°C. La temperatura mínima (T_{MIN}) se toma un peor caso de $T_{MIN} = -10$ °C y la temperatura máxima (T_{MAX}) se calcula con la ecuación (2). Dónde: $T_{AMBMAX}=40$ °C temperatura máxima ambiente en Valencia; G es la irradiación en la superficie, considerada como 1000 W/m²; T_{OPN} es la temperatura de operación nominal de la célula, para el panel elegido es 42 ± 3 °C.

$$T_{MAX} (^{\circ}C) = T_{AMBMAX} + G \cdot \frac{(T_{OPN}-20)}{800 W/m^2} \quad (2)$$

$$T_{MAX} (^{\circ}C) = 40^{\circ}C + 1000W/m^2 \cdot \frac{(45 - 20)^{\circ}C}{800 W/m^2}$$

$$T_{MAX} (^{\circ}C) = 71,25 ^{\circ}C$$

De la ecuación (2) se obtiene que los paneles pueden estar sometidos a temperaturas máximas de 71,25 °C y se encuentra dentro del rango de temperatura de operación del panel según las características técnicas -40 °C ~ +85 °C.

En este caso, se realizarán un máximo 17 y mínimo de 16 paneles en serie por cada string de cada MPPT.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 21. Datos de los coeficientes de temperaturas del panel (Ltd, 2021)

La tensión máxima en vacío de cada panel (V_{OCMAX}) se calcula mediante la ecuación (3), donde V_{OC} es la tensión en vacío o en circuito abierto del panel, $V_{OC} = 42,6 V$.

$$V_{OCMAX}(V) = V_{OC} \cdot \left[1 + \alpha_{OC} \cdot \frac{T_{MIN}-25^{\circ}C}{100\%} \right] a (T_{MIN}) \quad (3)$$

$$V_{OCMAX}(V) = 45,2 V \cdot \left[1 - 0,26\%/^{\circ}C \cdot \frac{-10^{\circ}C-25^{\circ}C}{100\%} \right] = 49,31 V$$

Para calcular el número de máximo de paneles por string de MPPT ($N_{PVMPTMAX}$) se debe tomar en cuenta la tensión máxima de entrada especificada por MPPT ($V_{MPPTMAX}$) del inversor en este caso es de 1100 V.

$$N_{PVMPTMAX}(paneles) \leq \frac{V_{MPPTMAX}}{V_{OCMAX}} \quad (4)$$

$$N_{PVMPTMAX}(paneles) \leq 22,3 \text{ paneles}$$

La tensión mínima en vacío de cada panel (V_{OCMIN}) se calcula mediante la ecuación (5), donde V_{MP} es la tensión nominal de trabajo con una radiación de 800 W/m².

$$V_{OCMIN}(V) = V_{MP} \cdot \left[1 + \alpha_{OC} \cdot \frac{T_{MAX}-25^{\circ}C}{100\%} \right] a (T_{MAX}) \quad (5)$$

$$V_{OCMIN}(V) = 35,6 V \cdot \left[1 - 0,26\%/^{\circ}C \cdot \frac{71,25^{\circ}C-25^{\circ}C}{100\%} \right] = 31.3 V$$

Para calcular el número de mínimo de paneles por string de MPPT ($N_{PVMPPPTMIN}$) se debe tomar en cuenta la tensión mínima de entrada especificada por MPPT ($V_{MPPTMIN}$) del inversor en este caso es de 200 V.

$$N_{PVMPPPTMIN}(\text{paneles}) \geq \frac{V_{MPPTMIN}}{V_{OCMIN}} \quad (6)$$

$$N_{PVMPPPTMIN}(\text{paneles}) \geq 6,4 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número de paneles o string por MPPT debe cumplir la expresión (7), donde se seleccionó $N_{PVMPPPTMIN}$ de 16 paneles y $N_{PVMPPPTMAX}$ de 17 paneles. En conclusión, las 164 placas fotovoltaicas quedan repartidas en los 10 MPPT del inversor de la siguiente forma: 4 MPPT formados por string de 17 paneles conectados en serie y 6 MPPT formados por string de 16 paneles conectados en serie.

$$N_{PVMPPPTMIN}(\text{paneles}) < N_{PVMPPPT} < N_{PVMPPPTMAX}(\text{paneles}) \quad (7)$$

La distribución por MPPT del inversor se muestra en la tabla 5, donde la máxima tensión por string de paneles que se colocara en el MPPT del Inversor es $V_{STRINMPPTMAX}$, y la mínima tensión por string de paneles que se colocara en el MPPT es $V_{STRINMPPTMIN}$.

2.1.5 Calculo del cableado

Se ha tenido en cuenta la ITC-BT-07, ITC-BT-40 y la ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja tensión, así como el pliego de condiciones del IDAE. Por tanto, para el dimensionado del cableado, se tendrá en cuenta:

- La corriente de diseño no debe ser inferior al 125% de la corriente máxima del generador.
- La caída de tensión máxima entre el inversor y el punto de conexión con los paneles debe ser menor del 1,5%. En este caso, del lado de corriente continua por seguridad y de acuerdo con el pliego de instalaciones del IDAE, se ha considerado una caída máxima del 1%.

2.1.5.1 Cálculo de sección del cable de corriente continua por criterio de caída de tensión.

Este tramo de corriente continua corresponde a la conexión desde la salida los string de los paneles solares hasta la entrada el MPPT del Inversor con cables unipolares. El método para determinar el calibre idóneo de los conductores responde a solucionar el flujo de la potencia que resulte precisa con seguridad y las mínimas pérdidas energéticas en este tramo. Se puede determinar la sección mínima del cableado de corriente continua ($S_{CABLEDCMIN}$) aplicando la ecuación (8). Dónde: $l_{TRAMODC}$ es la longitud del cable para este caso se supone 40 m; I_{SC} es la corriente de cortocircuito del panel igual a 18,43 A; La resistividad del cobre a 20 °C es $\rho_{CU20^{\circ}C}$ y ΔV_{DC} es la caída de tensión en el cable de continua recomendada, la cual es de 1%. Como la máxima tensión por string en la entrada del Inversor $V_{STRINMPPTMAX}$ será de 838,3 V la caída de tensión ΔV_{DC} será 1% de $V_{STRINMPPTMAX}$ aproximadamente 8,4 V. La ecuación (9) toma en cuenta la resistividad del cable a una temperatura máxima de servicio 40 °C, α es el coeficiente de temperatura para la resistividad del cobre de 0.0039 1/°C (Votimum, 2020).

$$S_{CABLEDCMIN} \geq \frac{2 \cdot l_{TRAMODC} \cdot \rho_{CU}(T_{AMBMAX}) \cdot I_{SC}}{\Delta V_{DC}} \quad (8)$$

$$\rho_{CU}(T_{AMBMAX}) = \rho_{CU20^{\circ}C} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{AMBMAX} - 20^{\circ}C)) \quad (9)$$

Según norma UNE 20003 (IEC 28) (Cobre-tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas)

$$\rho_{CU20^{\circ}C} = \frac{1}{58} \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$$

$$\alpha = 0,00393 \frac{1}{^{\circ}C}$$

$$\rho_{CU}(T_{AMBMAX}) = \frac{1}{58} \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \left(1 + 0,00393 \cdot \frac{1}{^{\circ}C} \cdot (40^{\circ}C - 20^{\circ}C) \right)$$

$$\rho_{CU}(T_{AMBMAX}) = 0.01859 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$$

$$S_{CABLEDCMIN} \geq \frac{2 \cdot 40 m \cdot 0.01859 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \cdot 18,43 A}{8,4 V}$$

$$S_{CABLEDCMIN} \geq 3,26 mm^2$$

De la ecuación (8) se obtiene que para un cable de longitud de 40 m para el tipo de placas seleccionadas se debe utilizar un cable con sección mínima mayor o igual que 3,26 mm². Por tanto, se utilizará cableado de 6 mm². En la siguiente imagen se observa la tabla 6 de la sección de cable en función de corriente admisible, para cables unipolares de 6 mm² de sección con aislamiento XLPE la corriente máxima admisible (I_{DIMCABLEDC}) es de 72 A.

Tabla 6. Sección con aislamiento XLPE la corriente máxima admisible (ITC-BT-19)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

2.1.5.2 Cálculo de sección del cable de corriente continua por criterio térmico.

Este criterio corresponde al dimensionado del cable teniendo en cuenta la temperatura máxima de operación del cableado sin sufrir ningún tipo de degradación o daño. La ecuación (10) toma en cuenta el criterio de corriente de dimensionamiento mínimo del cable ($I_{DIMCABLEDCMIN}$), este debe ser mayor que 125 % la corriente generada, en este caso, la máxima corriente que circulará por los paneles será su valor de corriente de corto circuito $I_{SC(TMAX)}$ tomando en cuenta el coeficiente de temperatura. Es decir, este parámetro de corriente I_{SC} puede cambiar a T_{MAX} , T_{MAX} es calculado con la ecuación (2). La ecuación (11) representa la $I_{SC(TMAX)}$ tomando en cuenta el coeficiente de corrección de temperatura de la corriente de cortocircuito.

$$I_{DIMCABLEDCMIN} = 1,25 \cdot I_{SC(TMAX)} \quad (10)$$

$$I_{SC(TMAX)} = I_{SC} \cdot [1 + \alpha_{SC} \cdot (T_{MAX} (^{\circ}C) - 25^{\circ}C)/100\%]$$

$$T_{MAX} (^{\circ}C) = 71,25 ^{\circ}C$$

$$\alpha_{SC} = 0.05\%/^{\circ}C$$

$$I_{SC(TMAX)} = 18,43 A \cdot [1 + 0.05\%/^{\circ}C \cdot (71,25^{\circ}C - 25^{\circ}C)/100\%]$$

$$I_{SC(TMAX)} = 18,86 A$$

$$I_{DIMCABLEDCMIN} = 23,57 A$$

La condición de cumplimiento está representada por la expresión (11) donde F_{corr} es el factor de corrección obtenido de la ITC-BT 07. El cableado de corriente continua se pretende instalar en tubos PVC con un máximo de 16 cables unipolares por tubo. Por tanto, F_{corr} dependerá de: a) factor de reducción por agrupamiento del número de cables por canalización $F_{redu}(agrupamiento)$. En este caso según ITC-BT 07, cables unipolares de 6 mm² sin separación y en contacto el $F_{redu}(agrupamiento)$ es igual a 0,56; b) del factor de reducción por profundidad del cable $F_{redu}(profundidad)$, suponiendo una profundidad de 0,9 la $F_{redu}(profundidad)=0,98$; del factor de reducción debido a la temperatura del terreno $F_{redu}(temp)$ suponiendo T_{AMBMAX} de 40 °C con temperaturas de servicio de 90 °C el $F_{redu}(temp)$ es 0,88. La corriente máxima admisible por el cable seleccionado de 6 mm² ($I_{DIMCABLEDC}$) es de 72 A.

$$I_{DIMCABLEDC} \cdot F_{corr} \geq I_{DIMCABLEDCMIN} \quad (11)$$

$$F_{corr} = F_{redu}(agrupamiento) \cdot F_{redu}(profundidad) \cdot F_{redu}(temp)$$

$$F_{corr} = 0,56 \cdot 0,98 \cdot 0,88=0,483$$

$$72 A \cdot 0,56 \geq I_{DIMCABLEDCMIN}$$

$$34,77 A \geq 23,57 A$$

Por lo anterior, se cumple que con un cable de 6 mm² de sección se cumple el criterio térmico, así como el criterio de caída de tensión máxima de 1%.

2.1.5.3 Cálculo de sección del cable de corriente alterna por criterio de caída de tensión.

El tramo de cable correspondiente a corriente alterna se refiere a la conexión entre el Inversor al cuadro general de conexión. Mediante el criterio de caída de tensión se limitará la caída de tensión a máximo 1,5 % de la tensión de línea a línea de la red V_{LL} según pliego de instalaciones IDEA. La sección mínima del cable de AC ($S_{CABLEACMIN}$) se calcula con la ecuación (12), donde la distancia del cableado de AC ($l_{TRAMOAC}$) tiene una longitud máxima de 10 m, la tensión línea a línea (V_{LL}) son 400 V siendo $\Delta V_{LL} = 6$ V y la corriente máxima de línea (I_{LLMAX}) del sistema trifásico se obtiene mediante la ecuación (13). La potencia de salida del inversor (P_{SINV}) es de 100 kW y el $\cos(\phi)$ es el factor de potencia tomado como 0,9.

$$S_{CABLEACMIN} \geq \frac{2 \cdot l_{TRAMOAC} \cdot \rho_{CU}(T_{AMBMAX}) \cdot I_{LLMAX}}{\Delta V_{LL}} \quad (12)$$

$$I_{LLMAX} = \frac{P_{SINV}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot \cos \phi} \quad (13)$$

$$I_{LLMAX} = 160,37 \text{ A}$$

$$S_{CABLEACMIN} \geq 9,93 \text{ mm}^2$$

La sección mínima del cable $S_{CABLEACMIN}$ debe mayor de $9,93 \text{ mm}^2$ para cumplir el criterio de caída de tensión, sin embargo, esta sección mínima de cable no cumple el criterio de corriente máxima admisible recomendada por sección de cable de la ITC-BT-19.

2.1.5.4 Cálculo de sección del cable de corriente alterna por criterio térmico.

Este criterio corresponde al dimensionado del cable teniendo en cuenta la temperatura máxima de operación del cableado. La ecuación (14) toma en cuenta el criterio de corriente de dimensionamiento mínimo del cable ($I_{DIMCABLEACMIN}$), este debe ser mayor que 125 % la corriente línea a línea máxima. La condición de cumplimiento está representada por la expresión (15) donde F_{CTEMP} es el factor de corrección de temperatura obtenido de la ITC-BT 07 y para $40 \text{ }^\circ\text{C}$ el F_{CTEMP} es igual 1. De la ITC-BT-19 también se puede obtener $I_{DIMCABLEAC}$ mediante la tabla de la sección cableado en función de corriente admisible de la figura 22, donde para cables de cobre multiconductores al aire libre la $I_{DIMCABLEAC} = 224$ A con una sección de cables de 70 mm^2 .

$$I_{DIMCABLEACMIN} \geq 1,25 \cdot I_{LLMAX} \quad (14)$$

$$I_{DIMCABLEACMIN} \geq 200,46 \text{ A}$$

$$I_{DIMCABLEAC} \cdot F_{CTEMP} \geq I_{DIMCABLEACMIN} \quad (15)$$

En conclusión, se utilizará cable para el tramo de AC de 70 mm^2 de sección.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁵⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC		3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	20	24	-	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
	35		77	86	96	104	110	119	131	143	154	206	
	50			94	103	117	125	133	145	159	173	188	250
	70					130	140	151	163	177	224	244	321
	95					180	194	207	230	245	271	296	391
120					208	225	240	267	284	314	348	455	
150					236	260	278	310	338	363	404	525	
185					268	297	317	354	386	415	464	601	
240					315	350	374	419	455	490	552	711	
300					360	404	423	484	524	565	640	821	

Figura 22. Sección de cableado en función de corriente admisible (ITC-BT-19)

2.1.6 Cálculo y justificación de las protecciones.

2.1.6.1 Protecciones contra sobrecargas.

Una sobrecarga se refiere al caso cuando circula corriente de magnitud mayor que el máximo, puede ser a causa de un cortocircuito. Para proteger el sistema se utiliza un magnetotérmico en cual se estima para que la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico sea mayor que la intensidad de operación del sistema y menor que la intensidad máxima admisible por el cable o conductor.

Intensidad nominal de protección del interruptor magnetotérmico seleccionado $I_{PPMAGAC}$ es 180 A.

La primera condición que debe cumplir el magnetotérmico se presenta en la ecuación (16), la corriente nominal de salida del inversor puede llegar a un máximo de I_{LLMAX} igual a 160,37 A cuando se tiene cargas con factor de potencia de 0,9. El cable seleccionado tiene una sección de 70 mm² con una $I_{DIMCABLEAC}$ de 224 A, por lo que se cumple la primera condición (16)

$$I_{LLMAX} < I_{PPMAGAC} < I_{DIMCABLEAC} \quad (16)$$

La segunda condición que debe cumplir el magnetotérmico es representada en (17)

$$1,3 \cdot I_{PPMAGAC} < 1,45 \cdot I_{DIMCABLEAC} \quad (17)$$

$$234 A < 324,8 A$$

2.1.6.2 Protecciones contra corto circuitos.

En este caso se calcula la corriente de corto circuito entre líneas I_{SCLL} (18) y la corriente de cortocircuito entre línea y neutro I_{SCLN} (19), para ello se debe calcular el valor de la resistencia del cable de AC $R_{CABLEAC}$ mediante la expresión (20).

$$I_{SCLL} = \frac{V_{LL} \cdot 0,8}{R_{CABLEAC}} \quad (18)$$

$$I_{SCLN} = \frac{V_{LN} \cdot 0,8}{R_{CABLEAC}} \quad (19)$$

$$R_{CABLEAC} = \frac{2 \cdot l_{TRAMOAC} \cdot \rho_{CU}(T_{AMBMAX})}{S_{CABLEAC}} \quad (20)$$

$$R_{CABLEAC} = \frac{2 \cdot 40 m \cdot 0.01859 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}}{70 mm^2}$$

$$R_{CABLEAC} = 0,02124 \Omega$$

$$I_{SCLL} = 15065 A$$

$$I_{SCLN} = 8663 A$$

El magnetotérmico seleccionado es el EX9MD2BTMDC1804P (chint, 2021) el cual es un magnetotérmico de 4 polos de 180 A, las especificaciones técnicas indican que tiene un poder de corte de 25 kA y un tiempo de desconexión ante corto circuito menor a 2 ms. Los resultados de corriente de (18) y (19) se comparan con el poder de corte del interruptor magnetotérmico (25 kA), esta última cumple el requisito de ser superior. El tiempo de desconexión ante corto circuito de 2 ms debe ser menor que el máximo tiempo que soportaría el conductor cuando está expuesto ante un cortocircuito, este cálculo se puede realizar despejando T de la ecuación (21). La constante K se obtiene de la tabla mostrada en la figura 23, donde K es 143 para la máxima temperatura soportada por el conductor. De (17) se obtiene que el tiempo que se puede exponer el conductor a un cortocircuito es de 0.82 s muy superior a los 2 ms que indica el fabricante del magnetotérmico, por tanto, el sistema está protegido contra cortocircuitos.

$$\sqrt{T} = K \cdot \frac{S}{I_{SCLL}} \quad (21)$$

Table 43A – Values of k for conductors

Property/ condition	Type of conductor insulation							
	PVC Thermoplastic		PVC Thermoplastic 90°C		EPR XLPE Thermosetting	Rubber 60 °C Thermosetting	Mineral PVC Bare sheathed unsheathed	
Conductor cross-sectional area mm ²	≤ 300	>300	≤ 300	>300				
Initial temperature °C	70		90		90	60	70	105
Final temperature °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Conductor material:								
Copper	115	103	100	86	143	141	115	135 -115 ³
Aluminium	76	68	66	57	94	93	-	-
Tin-soldered joints in copper conductors	115	-	-	-	-	-	-	-

Figura 23. Valores de K, constante de cortocircuito (ITC-BT-19).

2.1.6.3 Secciones de las tomas de tierra

En las instalaciones fotovoltaicas, se debe tener dos tomas de tierra aislados galvánicamente mediante el inversor. Una conexión a tierra se encuentra en la red eléctrica, y otra en la estructura de los paneles del lado de corriente continua. Esta última, no protege contra una posible derivación a masa como ocurre en las instalaciones de baja tensión. Su finalidad es eliminar las tensiones residuales estáticas o de descargas atmosféricas posibles con resistencia no superiores a 10 Ohm. La tierra conectada del lado de la red se calcula siguiendo las especificaciones de ITC 19/18 y 24, donde indica que la tensión máxima de contacto son 24 V.

La sección de los conductores de protección será igual a la fijada por la tabla 7, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Para este caso, debido a que los conductores de fase son de 70 mm² el conductor se ha seleccionado de 50 mm², ver el plano del esquema unifilar y toma de tierra.

Tabla 7. Sección de los conductores de toma a tierra (ITC-BT-19)

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

CAPÍTULO 3. ANALISIS DE VIABILIDAD

En el siguiente proyecto se presenta una aplicación práctica del diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo de una nave industrial. El cual se aplica sobre una instalación real de una empresa llamada **FRIGORIFICOS MARTINEZ SANCHEZ SA** dedicada los congelados de alimentos, el proyecto contempla la legislación y normativa actual.

3.1 LA LEGISLACIÓN ACTUAL DE AUTOCONSUMO

Esta se encuentra estipulada en el Real Decreto RD 244/2019 (BOE.es , 2022) . En la que se introducen numerosos cambios para incentivar la producción de la energía solar, cuyos principales cambios se resumen a continuación:

- a) Se eliminan las tasas en generación fotovoltaica, debido a la derogación del impuesto al sol, que gravaba el autoconsumo eléctrico.
- b) Nueva compensación de excedentes: si tus paneles solares generan más energía de lo que consumes, esta es vertida a la red eléctrica y las comercializadoras descuentan esa energía de tu factura.
- c) Se permite el autoconsumo compartido: las comunidades de vecinos y asociaciones pueden generar su propia electricidad.
- d) Se eliminan los límites de potencia: anteriormente se podía instalar una potencia fotovoltaica igual o inferior a la potencia contratada. Desde la aplicación del RD 244/2019 no hay límite de la instalación de potencia.
- e) Producción de terceros: se permite el alquiler de tejados para que terceros generen electricidad y se compártenlos beneficios.

3.1.1 Clasificación de modalidades de autoconsumo.

Según el Artículo 4, REAL DECRETO 244/2019 (BOE.es , 2022).

1. Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo

a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.

2. La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:

a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

(i) La fuente de energía primaria sea de origen renovable. (ii) La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW. (iii) Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya

suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto. (iv) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto. (v) La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación

Pertencerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

3. Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación. En el caso de autoconsumo colectivo, todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora como encargado de la lectura, directamente o a través de la empresa comercializadora, un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto, en virtud de lo recogido en el anexo I.

4. El punto de suministro o instalación de un consumidor deberá cumplir con los requisitos establecidos en la normativa de aplicación.

5. Los sujetos acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas podrán acogerse a cualquier otra modalidad distinta, adecuando sus instalaciones y ajustándose a lo dispuesto en los regímenes jurídicos, técnicos y económicos regulados en el presente real decreto y en el resto de normativa que les resultase de aplicación. No obstante, lo anterior:

i. En el caso de autoconsumo colectivo, dicho cambio deberá ser llevado a cabo simultáneamente por todos los consumidores participantes del mismo, asociados a la misma instalación de generación.

ii. En ningún caso un sujeto consumidor podrá estar asociado de forma simultánea a más de una de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente artículo.

iii. En aquellos casos en que se realice autoconsumo mediante instalaciones próximas y asociadas a través de la red, el autoconsumo deberá pertenecer a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes.

6. Para los sujetos que participan en alguna modalidad de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red, las referencias realizadas en este real decreto a energía horaria consumida de la red se entenderán realizadas a energía horaria consumida de la red individualizada, las referencias realizadas a energía horaria auto consumida se entenderán realizadas a energía horaria auto consumida individualizada, las referencias realizadas a energía horaria consumida por el consumidor asociado se entenderán realizadas a energía horaria consumida individualizada, las referencias realizadas a energía horaria neta generada se entenderán realizadas a energía horaria neta generada individualizada y las referencias realizadas a energía horaria excedentaria se entenderán realizadas a energía horaria excedentaria individualizada.

3.2 EVALUACIÓN ENERGÉTICA

El cálculo de las placas se presenta en el capítulo 2 y para el cálculo de la viabilidad económica del proyecto se realizó una estimación de la radiación solar para cada mes del año con el PVGIS y se estima la potencia generada como se muestra en la figura 24. Para el análisis, se realiza un

estudio de las curvas de potencia instantánea de los consumos instantáneos de la instalación, para distintos días tipo significativos de cada mes (entre semana, sábado, domingo y/o festivos, etc.) y para cada uno de los meses del año, además se agrega la discriminación horaria nombrada previamente en el capítulo 1.

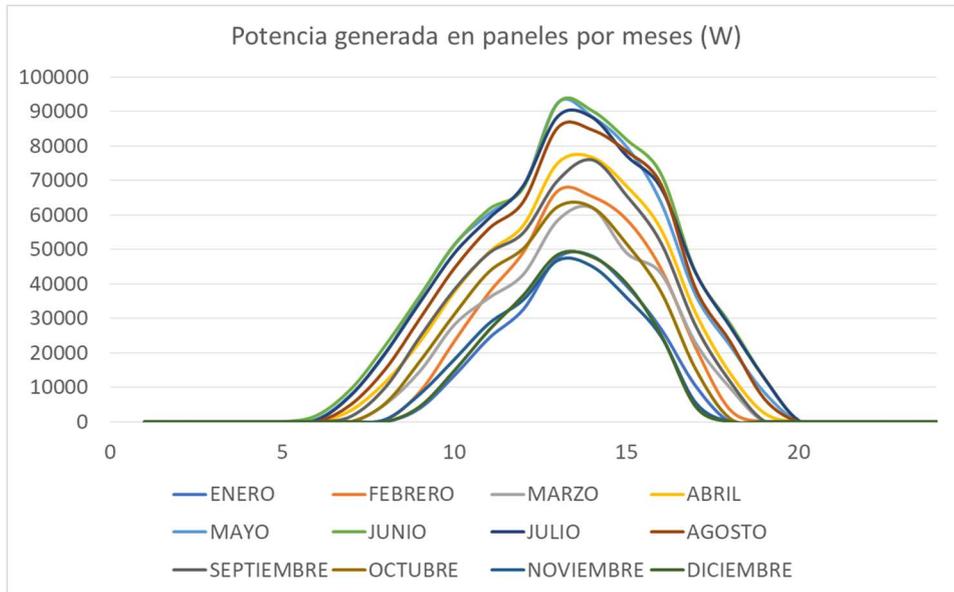


Figura 24. Estimación de la potencia generada por los 164 paneles mensualmente.

En la Figura 25 se muestra una gráfica de la generación en paneles versus la energía consumida por la empresa, discriminada en los diferentes horarios. Para la generación está representado el periodo punta en amarillo, llano en azul y valle en verde y para el consumo está representado el periodo punta en morado, llano en naranja y valle en gris. En la figura 25 se observa que toda la producción de energía es autoconsumida por la empresa. Esto se debe a que los frigoríficos siempre estarán activos en los días festivos y fines de semana que representan los periodos valle.

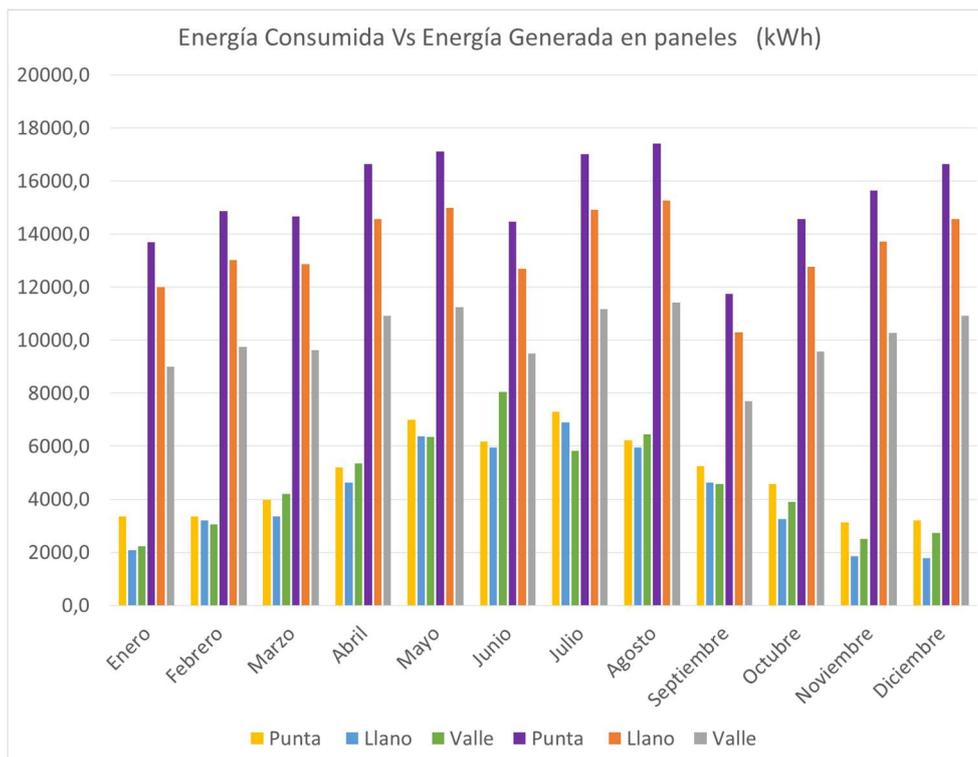


Figura 25. Energía generada en paneles versus energía consumida por la empresa en kWh

En este sentido, en la tabla 8 se muestra el coste mensual de la factura con y sin autoconsumo, donde se observa el gasto mensual de la empresa. Se observa que, con autoconsumo, la empresa puede llegar a tener una disminución mensual de la factura de hasta 2.844,2 € con un ahorro anual de 23045,0 €.

Tabla 8. Coste de la energía mensual con/sin autoconsumo

Coste de la energía mensual con y sin autoconsumo (2021) (€)			
	Total, Sin Autoconsumo (€)	Total, ahorrado Autoconsumo (€)	Total, Con Autoconsumo (€)
Enero	4995,9	1104,8	3891,1
Febrero	5424,1	1354,5	4069,6
Marzo	5352,8	1607,9	3744,9
Abril	6066,5	2121,6	3944,8
Mayo	6244,9	2781,6	3463,3
Junio	5281,4	2768,0	2513,4
Julio	6209,2	2844,2	3365,1
Agosto	6352,0	2601,4	3750,5
Septiembre	4282,2	2042,9	2239,3
Octubre	5317,1	1661,7	3655,4
Noviembre	5709,6	1064,2	4645,4
Diciembre	6066,5	1093,0	4973,4
Anual Total (€)	67302,2	23045,9	44256,3

3.2.1 Recuperación de la inversión

Se ha realizado una estimación del tiempo en que la empresa recuperaría la inversión. De la tabla 9 se obtiene que la empresa tiene un gasto anual de 67302,3 € en gastos de

electricidad, y el ahorro anual con autoconsumo se estima aproximadamente de 23045,9 €. Con lo que la empresa podría recuperar la inversión en aproximadamente 5 años. Esto se debe a que gracias a la actividad económica a la que se dedica la empresa, presenta un perfil de consumo en las horas en las que la generación es máxima. Siendo idóneo la aplicación de este proyecto por sus beneficios económicos.

Tabla 9. Tiempo de recuperación de la inversión

Estimación de la recuperación de la inversión			
Sin Autoconsumo €/año	Ahorrado con autoconsumo €/año	Con Autoconsumo €/año	Inversión inicial incluyendo IVA (€)
67302,2	114054,7	44256,3	101652,2
Recuperación de la inversión (años)			4,9

3.2.2 Emisiones de CO₂

En la tabla 10 se muestran las emisiones de CO₂ anuales por parte de la empresa sin autoconsumo podrían llegar a ser de 166,8 TCO₂/MWh. Sin embargo, con la implementación del proyecto se podría llegar a evitar emisiones anuales de CO₂ por el orden de 58,49 TCO₂/MWh. Por lo que se concluye que los proyectos de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo traen grandes beneficios económicos y ambientales (Gob.es, 2022).

Tabla 10. Emisiones de CO₂ en TCO₂/MWh

Emisiones de CO ₂ (TCO ₂ /MWh)		
	Sin Autoconsumo	Con Autoconsumo
Enero	12,4	9,6
Febrero	13,4	10,0
Marzo	13,3	9,1
Abril	15,0	9,6
Mayo	15,5	8,4
Junio	13,1	5,9
Julio	15,4	8,2
Agosto	15,7	9,1
Septiembre	10,6	5,5
Octubre	13,2	9,0
Noviembre	14,1	11,5
Diciembre	15,0	12,3
CO ₂ anual	166,8	108,3

3.3 EVALUACIÓN DE DIFERENTES ALTERNATIVAS

Durante la realización del trabajo fin de grado (TFG), se evaluaron diferentes soluciones alternativas en función de la potencia instalada en paneles fotovoltaicos. Donde se estudiaron diferentes niveles de potencia generada y su implicación económica, emisiones de CO₂ y tiempo de recuperación de la inversión. Para ello se estudiaron varios diseños con diferentes modelos de paneles e inversor. En la tabla 11, se muestran las soluciones propuestas, donde se indica

los detalles del ahorro en la factura eléctrica, de CO₂ y tiempo de recuperación de la inversión. Tomando estos tres indicadores se optó por la solución propuesta en el TFG, como se observa en la última columna de la tabla 11. TFG es la solución que mejor se ajusta al consumo de energía de la nave en cuestión, así como un buen compromiso económico expresado en menos años de recuperación de la inversión y menores emisiones de CO₂.

Tabla 11. Soluciones planteadas durante el desarrollo del proyecto

	<i>Estudio 1</i>	<i>Estudio 2</i>	<i>Estudio 3</i>	TFG
Potencia Fotovoltaica Instalada (kW)	56,7	129,6	73,3	107,4
Número de Paneles	105	240	161	164
Potencia de los Paneles (W)	540	540	455	655
Potencia del Inversor (kW)	25,00	55,00	90,00	100,00
Número de inversores	2	3	1	1
Potencia Pico alcanzada (kW)	48,20	111,00	69,31	99,90
Energía producida anual (MWh)	66,01	150,12	86,06	163,85
Importe de la Instalación (€)	59090,00	120900,00	82540,00	94260,11
Ahorro anual con Autoconsumo (€)	11144,36	22919,76	13951,36	23045,94
Tiempo de recuperación de la inversión en años	6,42	6,38	7,16	4,95
Emisiones de CO ₂ (TCO ₂ /MWh)	23,57	53,59	30,72	58,49

CAPÍTULO 4. PLIEGO DE CONDICIONES.

4.1 OBJETO

En el siguiente apartado de pliego de condiciones se fija las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. Este pretende seguir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología. La calidad final de la instalación será valorada de acuerdo con su rendimiento, producción e integración.

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. En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de estos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este pliego de condiciones técnicas, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la Promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables.

4.2 PRESCRIPCIONES GENERALES

Este Pliego se aplica en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para vertido en red interior y, en su caso, para ser vendidos los excedentes a la red de distribución. En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 842/2002 sobre el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión e ITC correspondientes.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

4.3 DEFINICIONES

4.3.1 Radiación solar.

- Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kWh/m².
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m² o en MJ/m².

4.3.2 Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: Aquella que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que interviene en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

4.3.3 Módulos

- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Modulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que la protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones estándar de medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G

- Temperatura de célula: 25°C
- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

4.3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

- Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
 - Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
 - Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.
 - Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.
 - La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin integración arquitectónica, se denominará superposición. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4.4 DISEÑO

4.4.1 Diseño del generador fotovoltaico

Generalidades

- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.4.2 Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria del IDAE, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medidas horarias.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.5 COMPONENTES Y MATERIALES

4.5.1 Generalidades

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

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

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

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

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de estos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

4.5.2 Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE, en caso de estar sujeto a la convocatoria.

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

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ 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.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

4.5.3 Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDEA, en caso de estar sujeto a convocatoria. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación en su Documento Básico Acciones en la 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 estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

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

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

4.5.4 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.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

- 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.

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

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

Cada inversor 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. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de

salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- El inversor tendrá un grado de protección mínima de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

4.5.5 Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de 94/ 174 la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes.

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

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación se identificará éste por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

4.5.6 Conexión a red

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.

4.5.7 Medidas

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.

4.5.8 Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre protecciones de producción de energía eléctrica interconectadas a la red de distribución.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 48 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,15 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

FUSIBLES:

- Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente.
- Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.
- No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS:

- A la salida de los inversores, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobrecargas de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.
- La protección contra sobrecargas para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.
- En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.
- Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual y eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo.
- Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.
- El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo.

INTERRUPTORES DIFERENCIALES:

En la parte de alterna, la protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

- Protección por aislamiento de las partes activas. Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Protección por medio de barreras o envolventes. Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones

apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual. Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

- El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

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

Se cumplirá la siguiente condición: $R_a \times I_a \times U$, donde:

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual, es la corriente diferencial-residual asignada.

- U es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24V).

4.5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

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

- La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.
- Las masas de la instalación fotovoltaica, así como de las otras masas del lugar, estarán conectadas de forma independiente de los conductores correspondientes a la puesta a tierra del pararrayo o pararrayos del lugar si los hubiera.

4.5.10 Compatibilidad electromagnética y armónicos

Todas las instalaciones deberán cumplir con la normativa sobre compatibilidad electromagnética y armónica en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre

4.6 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

La ejecución de las obras se realizará según todo lo reseñado en el presente proyecto y siguiendo las directrices del director de la Obra. Cualquier modificación deberá ser aprobada por el mismo y siempre manteniendo o mejorando las condiciones de los materiales estipuladas inicialmente y no afectando al correcto funcionamiento de la instalación ni a la producción de energía eléctrica estimada, debiéndose aprobar por parte del promotor de la obra y, si procediera se hará constar por escrito, como mínimo en el Certificado Final de Obra.

4.7 PUESTA EN MARCHA

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.

Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

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 pliego de condiciones técnicas, 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 62446-1:2017: 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. Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

4.8 CONTRATO DE MANTENIMIENTO

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años. El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes y un plan de vigilancia.

4.8.1 Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

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

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

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

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

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4.8.2 Garantías

Ámbito general de garantía

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

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

Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 2 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será la indicada por el fabricante.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Se incluye la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará lo antes posible al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Descripción	Valor Unitario (€)	Cantidad (ud)	Importe (€)
<p>INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS MONOCRISTALINOS.</p> <p>Paneles solares fotovoltaicos de silicio monocristalino, con una potencia pico de 655 W, marca Canadian Solar o similar. Con certificado europeo IEC 61215 y marcado CE. Totalmente conectado y funcionando, incluso cableado de paneles, accesorios, maquinaria y mano de obra necesaria.</p>	365,23	164,00	59897,72
<p>INVERSOR TRIFÁSICO HUAWEI 100 KW MODELO: SUN2000-100KTL-M1.</p> <p>Suministro e instalación de inversor trifásico de conexión a la red de marca Huawei o similar, de potencia nominal igual a 100 kW, con grado de protección IP65, tensiones mínima y máxima 200-1000Vdc, tensión nominal 720Vdc, con 10 MPPT y 2 entradas por MPPT. Con protección de sobretensiones de CC y CA, incluido Smart Power Sensor. Completamente montado y revisado, incluso cableado trifásico 70mm², accesorios, herramientas y mano de obra.</p>	5681,85	1,00	5681,85
<p>C.S. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.</p> <p>Cuadro intemperie/interior de protección de instalación fotovoltaica, Kit Magnetotérmico + Diferencial 100kW. Formado por una protección tetrapolar de 180A PdeC 25 kA y diferencial de 180A, 30 mA superinmunizado para corrientes armónicas, analizador de redes, transformador de intensidad, envolvente metálica y pequeños materiales. Incluido sistema antiovertido de excedentes y el equipo de medida. Totalmente instalado y comprobado.</p>	2200,54	1,00	2200,54
<p>PUESTA EN MARCHA >20 KW.</p> <p>Partida alzada para la realización de pruebas y verificaciones para puesta en servicio >20 kW. Incluye paneles, cableado,</p>	4790,00	1,00	4790,00

inversor así como todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación. Se deberán realizar todas las pruebas, ensayos necesarios y obligatorios según normativa vigente así como prescripciones de empresa distribuidora.			
<p>EQUIPO ANTIVERTIDO A LA RED.</p> <p>Huawei SmartLogger SL3000A + Vatímetro Lacedal ITR 2.0 5A. Equipo para gestionar la energía. Todos los datos de producción de energía fotovoltaica, consumo de la red e inyección a red se transmiten a través de un cable RS485 estándar a otros equipos. Todo ello hace posible una monitorización óptima de la energía, una gestión eficaz de la carga y de la batería con una limitación fiable de la potencia activa en el punto de inyección a la red teniendo en cuenta el autoconsumo. Este equipo permite evitar los vertidos de excedentes a la red, marca Huawei mod. DTSU666-H o similar. Instalado incluyendo módulo, cableado y equipo. Incluso pequeño material, mano de obra y pruebas.</p>	1780,00	1,00	1780,00
<p>LÍNEA 3X6 MM² TB FLX PVC</p> <p>Cable Unifilar 6 mm² SOLAR PV ZZ-F Rojo + Línea 3x6 mm² tb flx PVC. Línea de cobre monofásica con un aislamiento de 0,6/1 kV de 6mm² de sección, colocada bajo tubo flexible corrugado doble capa de PVC de 20mm de diámetro, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.</p>	4374,00	1,00	4374,00
<p>LÍNEA TRIF 5X70 TB FLX PVC</p> <p>Lin trif 5x70 mm² tb flx XELP. Línea de cobre cero halógenos trifásica con aislamiento de tensión nominal 0,6/1 kV formada por 3 fases+neutro+tierra de 70 mm² de sección, colocada en bandeja de conexión, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales,</p>	658,00	1,00	658,00

totalmente instalada, conectada y en correcto estado de funcionamiento.			
ESTRUCTURA SOPORTE COPLANAR Kit estructura de aluminio crudo coplanar sobre cubierta plana de hormigón, para 6 módulos. Incluye la tornillería y presores para la fijación de los módulos a la estructura, en posición vertical. Totalmente instalado	178,00	26,00	4628,00
LEGALIZACIÓN INSTALACIÓN Legalización y tramitación de expediente ante consellería de Industria según RD 244/2019	1800,00	1,00	1800,00
APERTURA DE HUECOS EN CUBIERTA Apertura de huecos para paso de canalización strings a cuadro CC ubicado en PB junto al CGMP. Incluida impermeabilización de los mismos.	40,00	10,00	400,00
HORAS DE DISEÑO DE LA INSTALACION Número de horas de ingeniero en el diseño y cálculo de la instalación	75,00	40,00	3000,00
MANO DE OBRA DE INSTALACIÓN	5050,00	1,0	5050,00
COSTE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SIN IVA (€)			94260,11

Asciende el presupuesto de ejecución material y legalización a la expresada cantidad de NOVENTA Y CUATRO MIL DOSCIENTOS SESENTA EUROS con ONCE CÉNTIMOS.

REFERENCIAS

- Informes de empresas* . (01 de 01 de 2022). Obtenido de <https://www.einforma.com/informacion-empresa/frigorificos-martinez-sanchez>
- AleaSoft Energy Forecasting* . (13 de 04 de 2022). Obtenido de <https://aleasoft.com/es/>
- Alonso, R. J. (7 de 8 de 2021). *Arrevol Arquitectos: ¿Cuál es la mejor orientación para tu vivienda?* *Arrevol*. Obtenido de <https://www.arrevol.com/blog/cual-es-la-mejor-orientacion-para-tu-vivienda-casa>
- Balderas, F. C. (16 de 03 de 2022). *CIT SOLAR*. Obtenido de <https://www.citsolar.mx/post/conexi%C3%B3n-en-serie-salto-de-rana>
- BOE.es* . (13 de 07 de 2022). Obtenido de BOE-A-2019-5089 Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.: <https://www.boe.es/diari>
- Campillo, V. (. (25 de 2 de 2022). Obtenido de <https://retecsol.com/por-que-espana-es-uno-de-los-paises-del-mundo-con-mayor-potencial-solar/>
- chint. (2021). Obtenido de https://www.chint.eu/content/download/7123/file/Chint_Cat%C3%A1logo2021_FOTOVOLTAICA%20-%20INT.%20CAJA%20MOLDEADA.pdf
- Energía y Sociedad*. (4 de 04 de 2022). Obtenido de <https://www.energiaysociedad.es>
- Energía, S. (14 de 4 de 2021). *Horarios y periodos de la tarifa. Som Energía* . Obtenido de <https://es.support.somenergia.coop/article/1108-horarios-y-periodos-de-la-tarifa-3-0td-y-las-tar>
- Gamez, M. J. (24 de 05 de 2022). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Gob.es. (13 de 07 de 2022). *Factores_emision_CO2*. Obtenido de https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
- HUAWEI, D.-H. (2021). *TECNOSOL*. Obtenido de <https://tecnosolab.com/producto/autoconsumo-conexion-a-red/otros-materiales-autoconsumo/smartpower-sensor-DTSU666-H-huawei>
- Ltd, E. (2021). Obtenido de <https://es.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/48911>
- Plena Energía*. (01 de 01 de 2020). Obtenido de <https://www.plena-energia.com/post/estructura-coplanar#:~:text=Explicado%20en%20pocas%20palabras%2C%20una,la%20instalaci%C3%B3n%20de%20la%20estructura.>
- Prieto, G. (11 de 01 de 2021). *Mapa de la radiación solar en Europa | Paneles solares. Paneles Solares Barcelona*. Obtenido de <https://www.panelessolaresbarcelona.com/energia-solar-renovable/mapa-de-la-radiacion-solar-en-europa/>
- Secretariat, R. (13 de 02 de 2021). *REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy*. Obtenido de <https://www.ren21.net/>
- Secretariat, R. (15 de 06 de 2022). *Why is renewable energy important? REN21* . Obtenido de <https://www.ren21.net/why-is-renewable-energy-important/>
- Shop, A. (05 de 06 de 2022). *Estructura coplanar seis placas y montaje sobre cubierta inclinada*. Obtenido de <https://atersa.shop/estructura-para-6-modulos-y-montaje-en-cubierta->

inclinada/?gclid=Cj0KCOjwn4qWBhCvARIsAFNAMigell4hS86GgKzjUwcCfLxyfM0KLTMS
A7mKI7UpOL99APv_

Solar, A. (16 de 01 de 2020). *El precio de la energía fotovoltaica en España*. Obtenido de <https://alusolar.com/precio-energia-fotovoltaica-en-espana/>

Voltimum. (26 de 03 de 2020). *Valores oficiales de conductividad para Cu y Al*. Obtenido de <https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/calculos-caidas-tension-0>

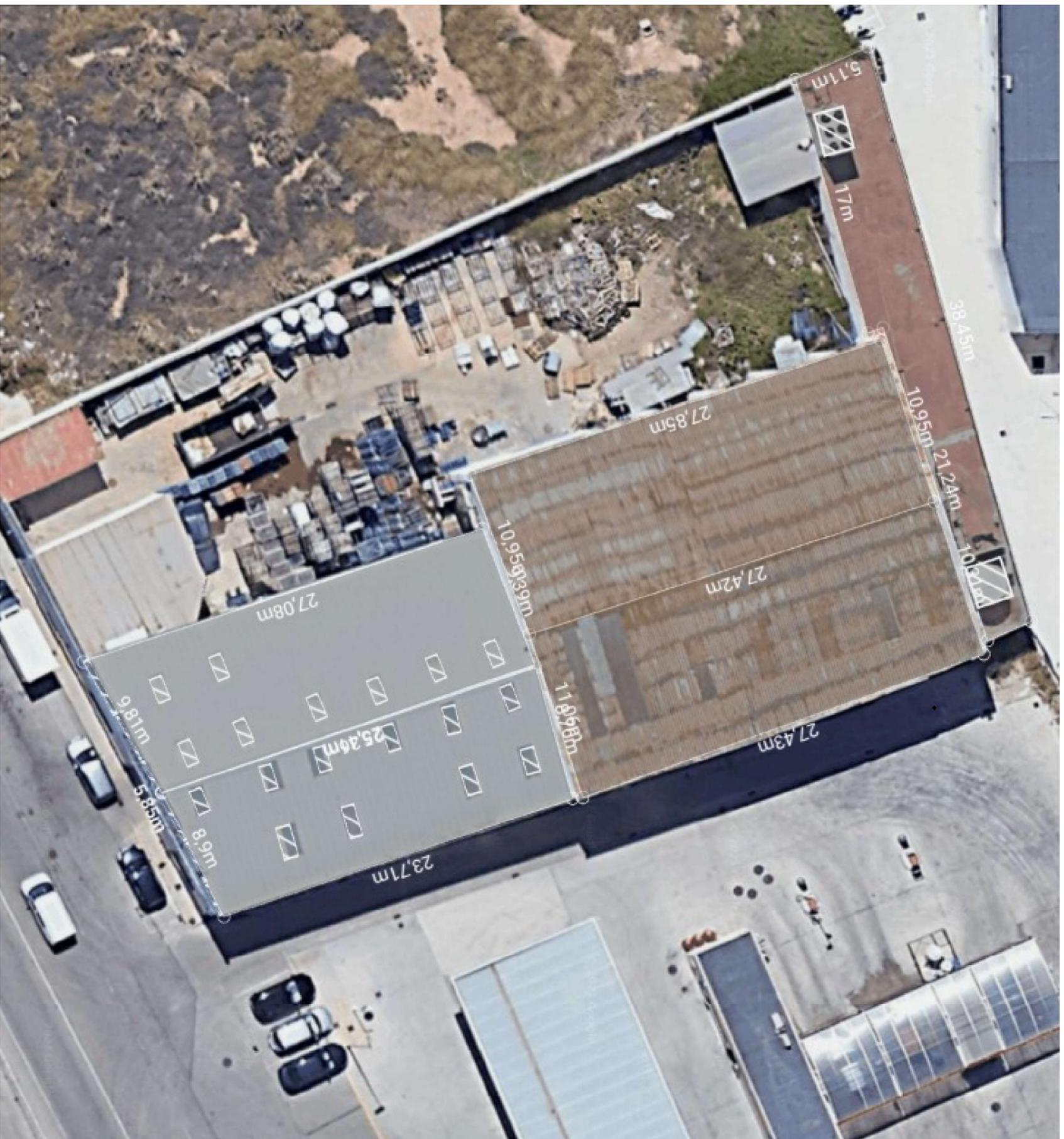
ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de la radiación solar en Europa (AleaSoft Energy Forecasting. , 2022)	7
Figura 2. Evolución del costo de las energías renovables desde el año 2010 hasta 2020 (Secretariat, REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy., 2021)	8
Figura 3. 15 principales países generadores de electricidad por medio de energías renovables (Secretariat, REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy., 2021)	9
Figura 4. Horarios y periodos de tarifa eléctrica (Energia, 2021)	13
Figura 5. Estimación de la energía consumida en kWh por la empresa por tramos horarios	13
Figura 6. Costo mensual de la factura eléctrica en €	14
Figura 7. Potencia máxima absorbida de la red eléctrica mensualmente y ordenada por tramos horarios.....	15
Figura 8. Grafica I-V en función de la radiación t de la temperatura.....	16
Figura 9. Inversor seleccionado	16
Figura 10. Características del inversor (Ficha técnica).....	17
Figura 11. Curva de eficiencia del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1	17
Figura 12. Diagrama de Circuito del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1	18
Figura 13. Campo fotovoltaico (SolarEdge)	19
Figura 14. Método de conexión tradicional.....	19
Figura 15. Método de conexión salto de rana (Balderas, 2022)	19
Figura 16. Disposición de los paneles en el inversor.....	20
Figura 17. Estructura coplanar para montaje en cubierta inclinada.....	21
Figura 18. Detalle de anclaje en cubierta (Shop, 2022)	21
Figura 19. Smart Power Sensor DTSU666-H HUAWEI trifásico (HUAWEI, 2021).....	22
Figura 20. Áreas del tejado correspondientes a la instalación	25
Figura 21. Datos de los coeficientes de temperaturas del panel (Ltd, 2021)	26
Figura 22. Sección de cableado en función de corriente admisible (ITC-BT-19).....	31
Figura 23. Valores de K, constante de cortocircuito (ITC-BT-19).	33
Figura 24. Estimación de la potencia generada por los 164 paneles mensualmente.....	36
Figura 25. Energía generada en paneles versus energía consumida por la empresa en kWh	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos característicos de la nave industrial.....	12
Tabla 2. Potencia contratada de la empresa bajo estudio.....	12
Tabla 3. Datos mecánicos de los paneles.....	15
Tabla 4. Datos eléctricos de los paneles CS7N-655MS de 655 W.....	15
Tabla 5. Valores de tensión de entrada de los MPPT del Inversor con los paneles seleccionados.....	20
Tabla 6. Sección con aislamiento XLPE la corriente máxima admisible (ITC-BT-19).....	28
Tabla 7. Sección de los conductores de toma a tierra (ITC-BT-19).....	33
Tabla 8. Coste de la energía mensual con/sin autoconsumo.....	37
Tabla 9. Tiempo de recuperación de la inversión.....	38
Tabla 10. Emisiones de CO ₂ en TCO ₂ /MWh.....	38
Tabla 11. Soluciones planteadas durante el desarrollo del proyecto.....	39

PLANOS



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMÍ DE VERA, S/N
46022 VALÈNCIA (VALENCIA)
TELÈFONO: 963 87 70 00

NOMBRE DEL PROYECTO:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÁS DE 100KW PARA AUTOCONSUMO.

TITULAR:

FRIGORIFICO MARTINEZ SANCHEZ S.A.

AUTOR:

YULYNNEL GALLARDO PIMENTEL

EMP/AZAMBIENCO:

PARIDA ZAMARRA, N° 11. 46910 ALDAIA (VALENCIA)

NOMBRE DEL PLANO:

Superficie disponible para los paneles

N° DE PLANO:

2

ESCALA:

1 : 2500 1:10000

FECHA:

JULIO 2022



NOMBRE DEL PROYECTO:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÁS DE 100KW PARA AUTOCONSUMO.

TITULAR:

FRIGORÍFICO MARTINEZ SANCHEZ S.A.

AUTOR:

YULYNNEL GALLARDO PIMENTEL

EMPLAZAMIENTO:

PARIDA ZAMARRA, N° 11. 46910 ALDAIA(VALENCIA)

NOMBRE DEL PLANO:

DISPOSICIÓN DE LOS PANELES EN CUBIERTA

N° DE PLANO:

3

ESCALA:

1 : 2500 1:10000

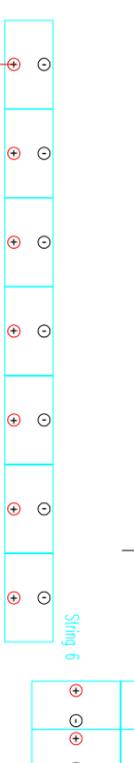
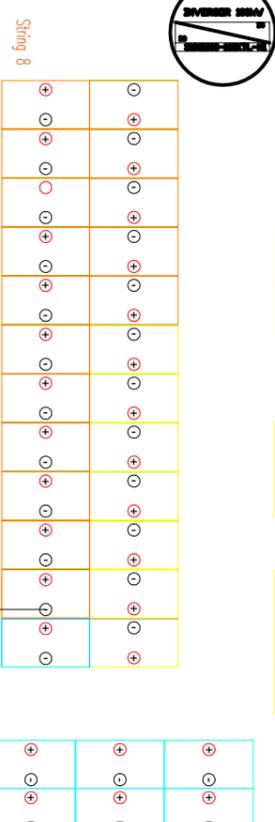
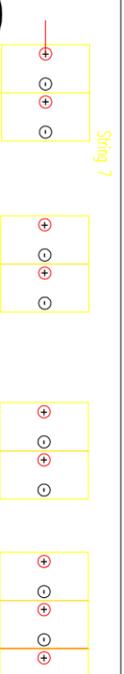
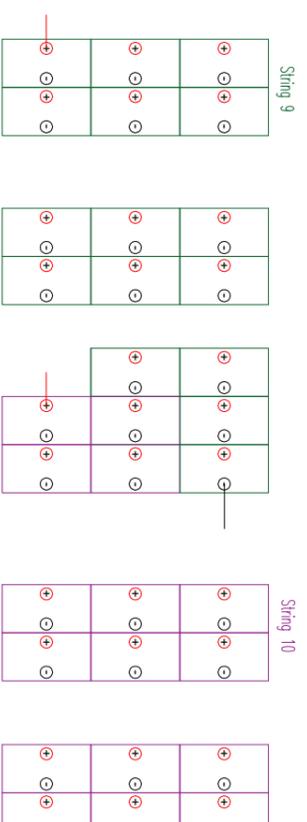
FECHA:

JULIO 2022

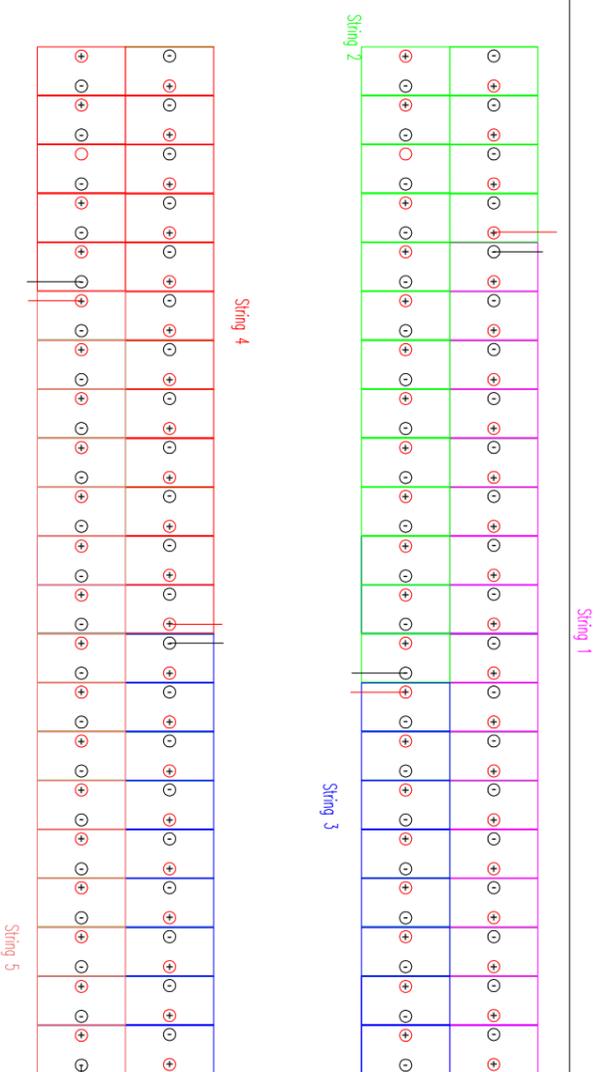


UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMI DE VERVA, S/N
46022 VALÈNCIA (VALENCIA)
TELÈFONO: 963 877000



PARTIDA ZAMARRA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMI DE VERA S/N
46022 VALÈNCIA (VALENCIA)
TELÈFONIC: 963 8 77000

NOMBRE DEL PROYECTO:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÁS DE 100KW PARA AUTOCONSUMO.

TITULAR:

PRIGORIFICO MARTINEZ SANCHEZ S.A.

AUTOR:

YULYNEL GALLARDO PIMENTEL

EMPLAZAMIENTO:

PARIDA ZAMARRA, N.º 11. 46910 ALDAIA(VALENCIA)

NOMBRE DEL PLANO:

DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES Y UBICACIÓN DEL INVERSOR

N.º DE PLANO:

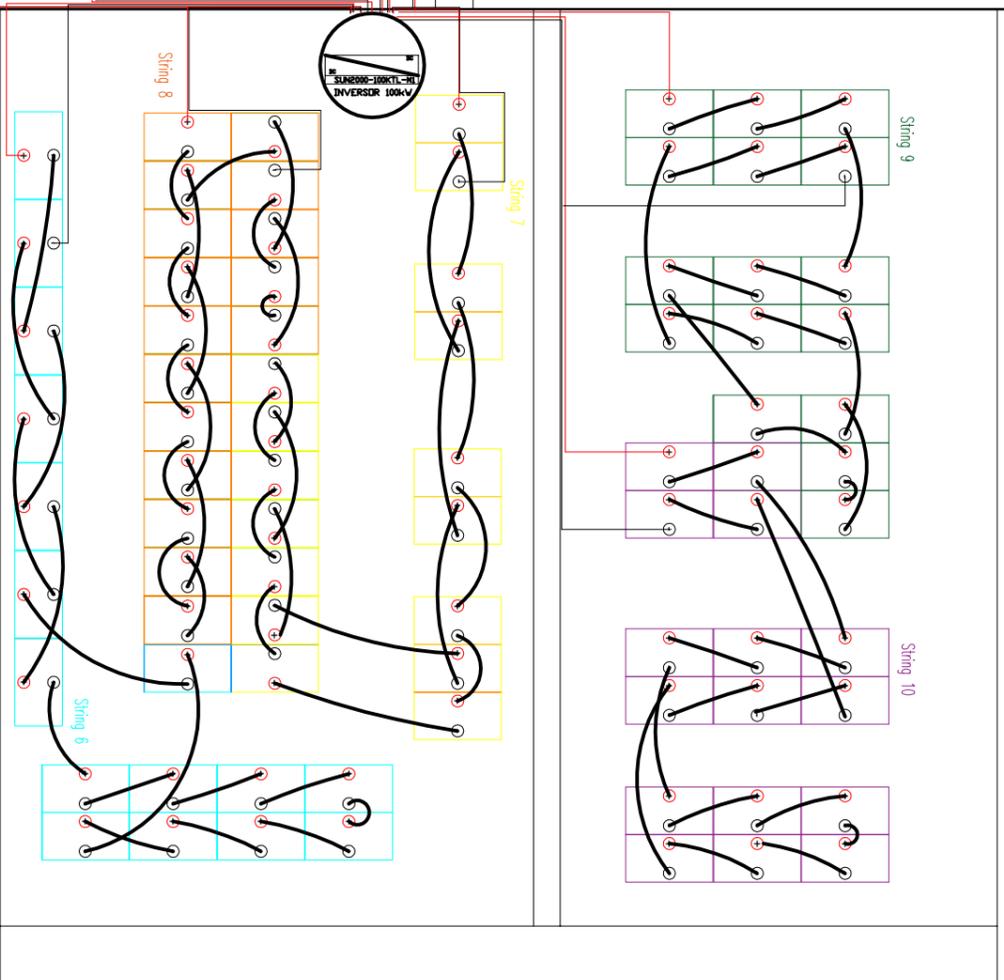
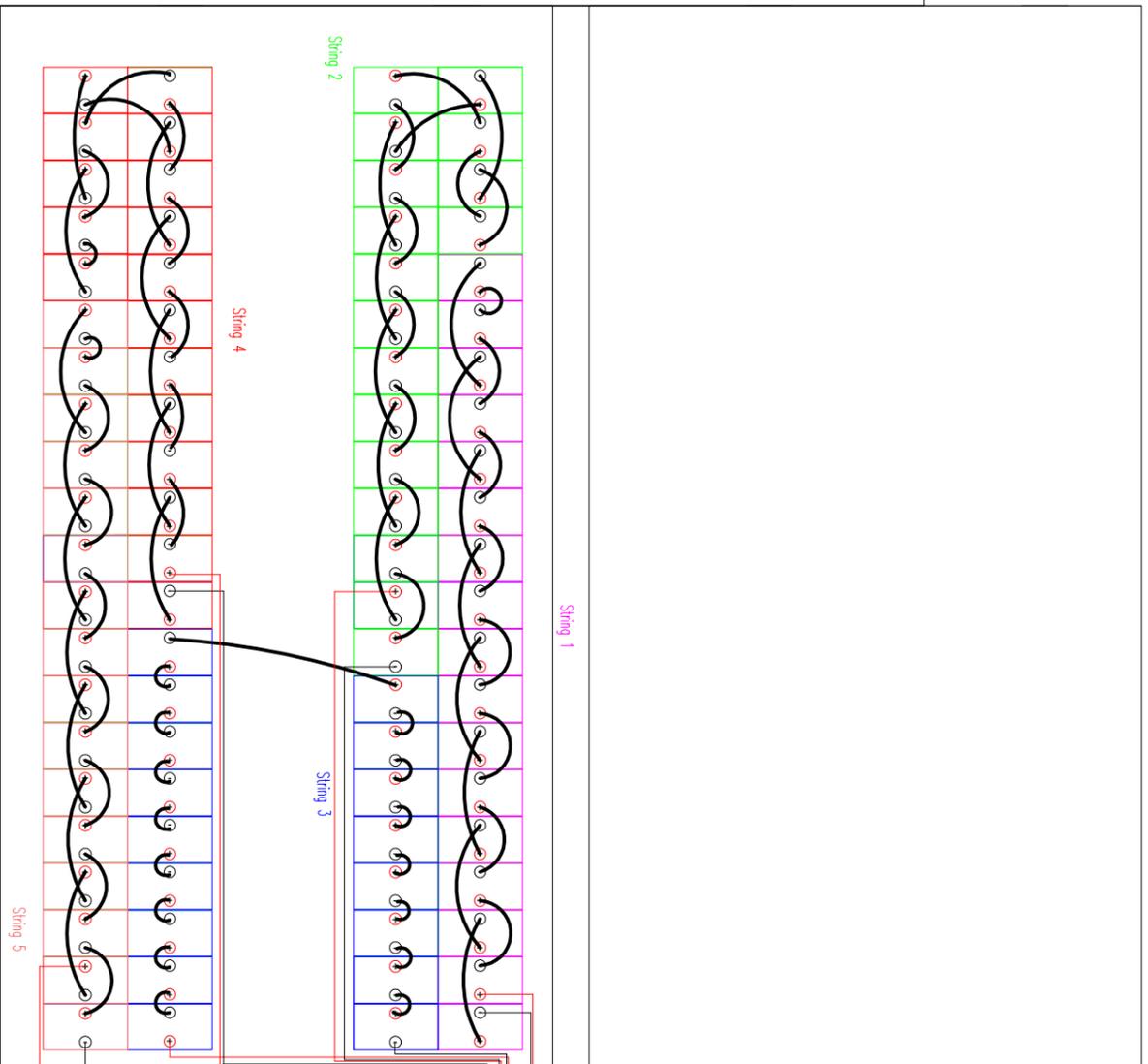
4

ESCALA:

1:2500 1:10000

FECHA:

JULIO 2022



PARTIDA ZAMARRA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMI DE VERA, S/N
46022 VALÈNCIA (VALENCIA)
TELÈFONO: 963 87 70 00

NOMBRE DEL PROYECTO:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÁS DE 100kW PARA AUTOCONSUMO.

TITULAR:

FRIGORIFICO MARTINEZ SANCHEZ S.A.

AUTOR:

YULYNEL GALLARDO PIMENTEL

EMPLAZAMIENTO:

PARIDA ZAMARRA, N° 11. 46910 ALDAIA(VALENCIA)

NOMBRE DEL PLANO:

DISTRIBUCIÓN DE LOS STRINGS

N° DE PLANO:

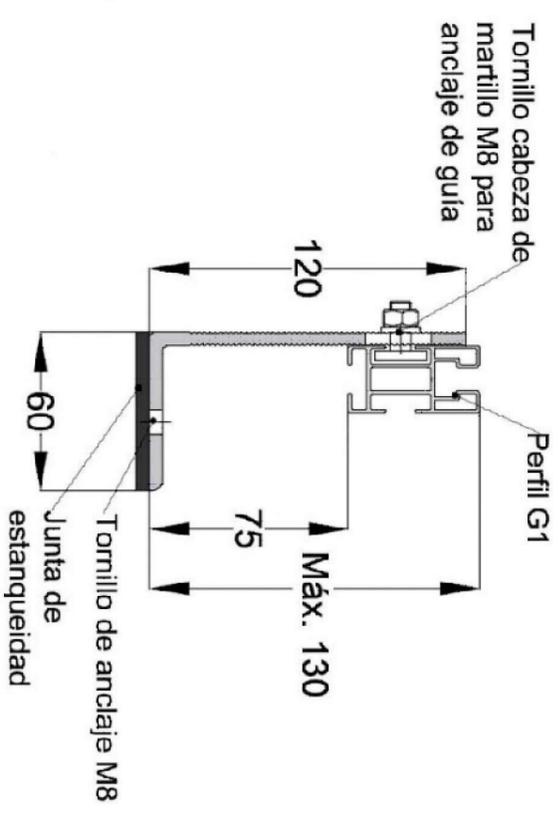
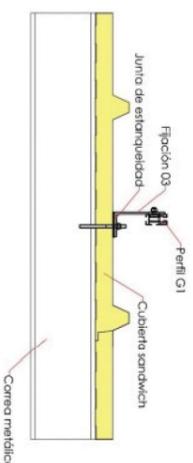
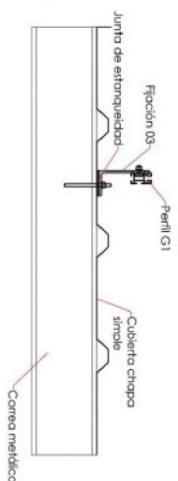
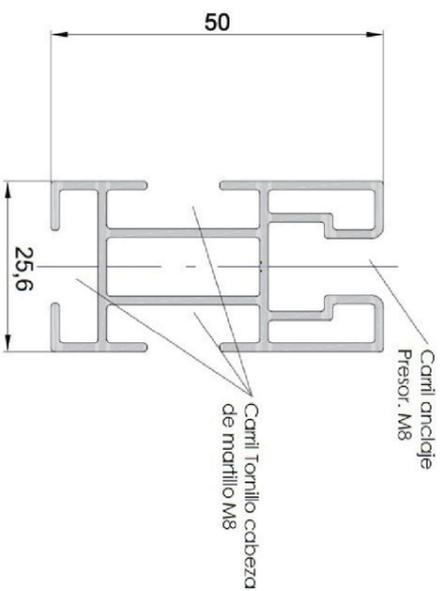
5

ESCALA:

1:2500 1:10000

FECHA:

JULIO 2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMI DE VERA, S/N
46022 VALÈNCIA (VALENCIA)
TELÈFONO: 963 8 77000

NOMBRE DEL PROYECTO:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÁS DE 100kW PARA AUTOCONSUMO.

TITULAR:

FRIGORIFICO MARTINEZ SANCHEZ S.A.

AUTOR:

YULIYNEI GALLARDO PIMENTEL

EMPLAZAMIENTO:

PARIDA ZAMARRA, N.º 11. 46910 ALDAILA(VALENCIA)

NOMBRE DEL PLANO:

DETALLE DE ESTRUCTURA Y FIJACIÓN

Nº DE PLANO:

7

ESCALA:

1:2500 1:10000

FECHA:

JULIO 2022

ANEXOS



HiKu7 Mono

640 W ~ 665 W

CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665MS

MORE POWER



Module power up to 665 W
Module efficiency up to 21.4 %



Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost



Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation



Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

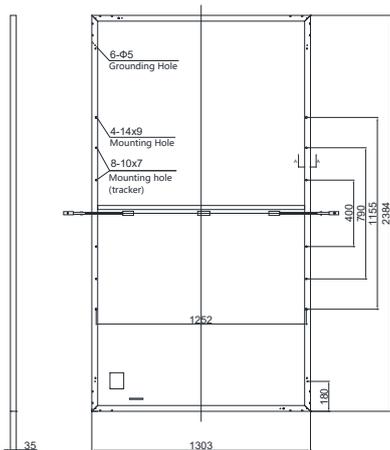
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 46 GW deployed around the world since 2001.

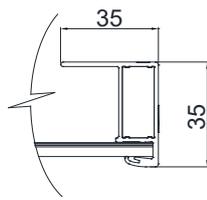
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

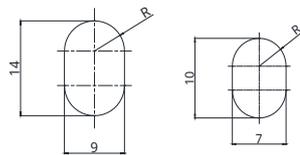
Rear View



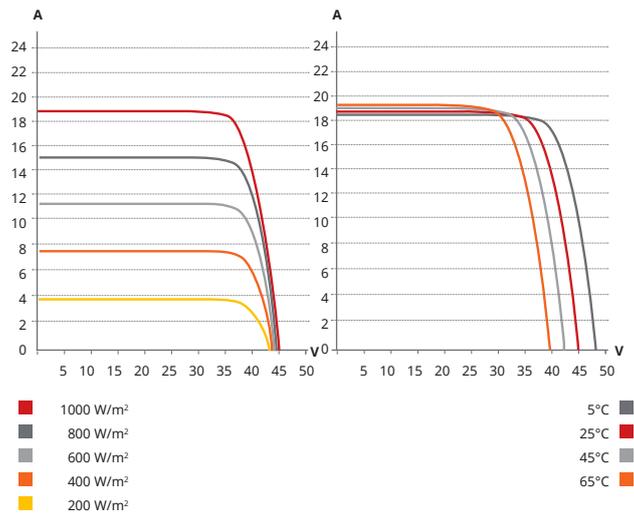
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	35.7 kg (78.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.csisolar.com, support@csisolar.com

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



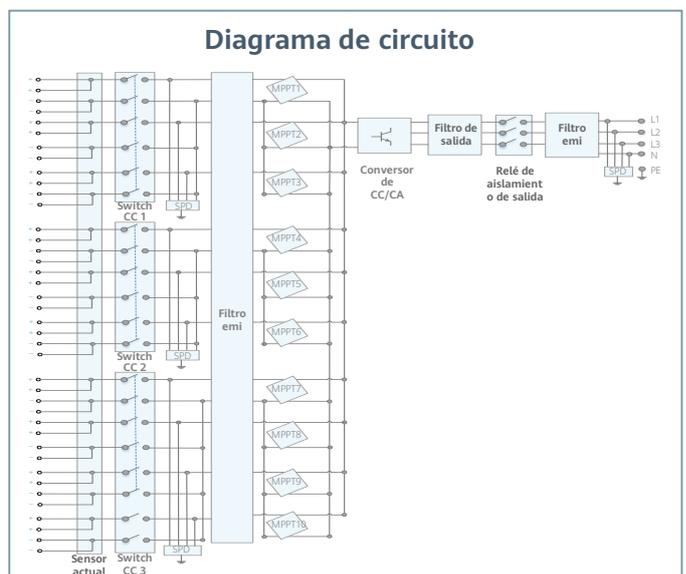
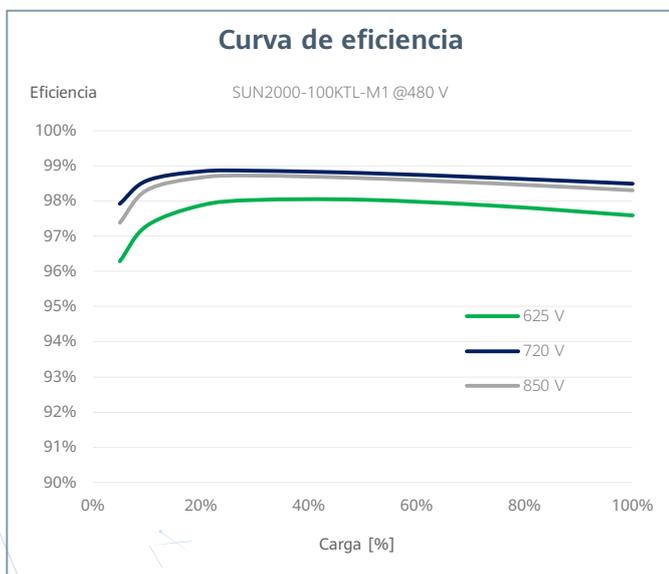
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad

Estándares de conexión a red eléctrica

EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.