



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE  
20kW CONECTADA A LA RED DESTINADA AL  
AUTOCONSUMO PARA UNA EMPRESA EN SAGUNTO

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Serrano Romero, Esteban

Tutor/a: Sapena Bañó, Ángel

Cotutor/a: Peñalvo López, Elisa

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## **AGRADECIMIENTOS**

Este apartado va dedicado a mostrar mi agradecimiento a los profesores que me han ayudado durante mi carrera universitaria y a mis tutores Ángel y Elisa por ayudarme con la realización de este trabajo. Pero sobre todo a mi familia que me ha apoyado siempre a seguir adelante y a superar los momentos duros que exigía esta carrera.

## **RESUMEN**

En este trabajo de final de se ha estudiado la viabilidad de poner una instalación fotovoltaica en una empresa en Sagunto analizando los datos de radiación obtenidos para cierta orientación de las placas solares. El estudio de la potencia necesaria de la instalación se ha realizado con la ayuda del software HOMER y una vez se ha establecido la potencia se han escogido los elementos que van a componer la instalación.

A continuación se han situado estos elementos en las naves de la empresa y se ha realizado un estudio en base a las normativas en el reglamento electrotécnico de baja tensión para elegir el cableado para corriente continua y corriente alterna a la vez que sus correspondientes protecciones.

Finalmente se ha realizado un presupuesto de la instalación con todos los elementos que la componen y se ha hecho un estudio económico.

## **RESUM**

En aquest treball de final s'ha estudiat la viabilitat de posar una instal·lació fotovoltaica a una empresa a Sagunt analitzant les dades de radiació obtingudes per a certa orientació de les plaques solars. L'estudi de la potència necessària de la instal·lació s'ha realitzat amb l'ajuda del programari HOMER i una vegada establerta la potència s'han escollit els elements que compondran la instal·lació.

A continuació s'han situat aquests elements a les naus de l'empresa i s'ha realitzat un estudi sobre la base de les normatives al reglament electrotècnic de baixa tensió per triar el cablejat per a corrent continu i corrent altern al mateix temps que els corresponents proteccions.

Finalment, s'ha realitzat un pressupost de la instal·lació amb tots els elements que la componen i s'ha fet un estudi econòmic.

## **SUMMARY**

In this final work, the feasibility of posing a photovoltaic installation to a company has been studied by Sagunt analyzing the radiation data obtained by a certain orientation of the solar panels. The study of the necessary power of the installation has been carried out with the help of the HOMER programmer and a cop has established the power that has identified the elements that will make up the installation.

Next, these elements have been located in the company's ships and a study has been carried out on the basis of the regulations in the low voltage electrotechnical regulation to test the cable for continuous current and alternating current at the time that corresponds to them protections.

Finally, s'ha realitzat a pressupost de la instal·lació amb all the elements that compose it and s'ha fet an estudi econòmic.

# ÍNDICE DE LA MEMÓRIA

1	Introducción .....	11
1.1	Objetivo .....	11
1.2	Motivación .....	11
1.3	Legislación y normativa .....	11
1.4	Software usado .....	12
2	Marco teórico.....	14
2.1	Efecto fotoeléctrico .....	15
2.2	Efecto fotovoltaico .....	16
2.3	Tipos de células fotovoltaicas .....	17
2.4	Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas .....	18
2.5	Energía fotovoltaica en España .....	19
3	CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	21
3.1	Actividad actual de la empresa y su localización .....	21
3.2	Consumo energético .....	22
3.3	Instalaciones.....	24
3.3.1	Estudio de la ubicación de los paneles fotovoltaicos.....	25
3.4	Estudio de sombras .....	27
3.5	Recurso solar disponible .....	30
3.5.1	35º de inclinación y 0º de azimut.....	30
3.5.2	35º de inclinación y 31,8 de azimut .....	32
3.6	Posibles alternativas.....	34
4	Diseño de la instalación.....	37
4.1	Comparativa módulos fotovoltaicos .....	37
4.2	Distribución de los módulos.....	39
4.2.1	Distribución horizontal.....	41
4.2.2	Distribución vertical .....	42
4.2.3	Distribución elegida.....	42
4.3	Inversor .....	43
4.4	Soportes para los módulos fotovoltaicos.....	45
4.4.1	Zona de cubierta inclinada .....	45
4.4.2	Zona de cubierta plana.....	47
4.5	Conexión de los paneles fotovoltaicos.....	47
4.5.1	Tensión de entrada .....	48
4.5.2	Máxima tensión de entrada .....	49

4.5.3	Mínima tensión de entrada.....	49
4.5.4	Cálculo intensidad de entrada.....	50
5	Dimensionado de conductores.....	52
5.1	Cableado y elementos auxiliares para corriente continua.....	52
5.1.1	Longitud para el cableado de CC.....	52
5.1.2	Aplicación del criterio térmico en CC.....	53
5.1.3	Aplicación del criterio de caída de tensión en CC.....	56
5.1.4	Elección escogida para CC.....	58
5.2	Cableado y elementos auxiliares para corriente alterna.....	58
5.2.1	Longitud para el cableado de CA.....	58
5.2.2	Aplicación del criterio térmico en CA.....	59
5.2.3	Aplicación del criterio de caída de tensión en CA.....	61
5.2.4	Elección escogida para CA.....	62
5.3	Protecciones para el tramo de CC.....	63
5.4	Protecciones para el tramo de CC.....	63
5.4.1	Protección frente a sobreintensidades.....	63
5.4.2	Protección frente a sobretensiones.....	65
5.4.3	Protección frente a contactos directos e indirectos.....	67
5.4.4	Cuadro de protección para CC.....	68
5.5	Protecciones par el tramo de CA.....	69
5.5.1	Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones.....	69
5.5.2	Protección frente a contactos directos e indirectos.....	70
5.5.3	Cuadro de protecciones de CA.....	71
5.6	Canalizaciones.....	72
5.7	Canalización en CC.....	72
5.8	Canalización para CA.....	75
6	Estudio de la viabilidad económica.....	77
7	BIBLIOGRAFIA.....	80

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Petróleo global en 2014 [Fuente: bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf] .....	14
Figura 2.2	Consumo mundial de energía [Fuente: bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf] .....	14
Figura 2.3	Efecto fotoeléctrico [Fuente: Iberdrola] .....	16
Figura 2.4	Efecto fotovoltaico [Fuente: Iberdrola].....	16
Figura 2.5	Componentes de un panel fotovoltaico [Fuente: Iberdrola] .....	17
Figura 2.6	Mapa solar en España [Fuente: Balance Energético España_2014.pdf] .....	19
Figura 2.7	Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022 [Fuente: Statista]	20
Figura 3.1	Localización de la empresa [Fuente: Google Maps].....	21
Figura 3.2	Consumo energético anual de la empresa [Fuente: Facturas empresa] .....	22
Figura 3.3	Energía consumida por periodos [Fuente: Facturas empresa] .....	23
Figura 3.4	Demanda diaria de la empresa en junio [Fuente: Facturas empresa] .....	24
Figura 3.5	Presentación de las dos cubiertas de la empresa [Fuente: Google Earth].....	25
Figura 3.6	Zonas disponibles de la nave 1 [Fuente: Google Earth] .....	26
Figura 3.7	Dimensiones de las dos cubiertas [Fuente: Propia] .....	26
Figura 3.8	Zonas disponibles para la instalación en las dos cubiertas [Fuente: Google Earth]	27
Figura 3.9	Dimensiones de la altura de la cumbrera .....	28
Figura 3.10	Mapa solar según la localización de la empresa [Fuente: SunEarthTools.com] .	28
Figura 3.11	Sombras producidas por la cumbrera sobre la zona plana .....	29
Figura 3.12	Zonas posibles para instalación en la zona plana .....	30
Figura 3.13	Producción eléctrica media mensual para 0º de azimut [Fuente: PVGIS] .....	31
Figura 3.14	Irradiación mensual para 0º de azimut [Fuente: PVGIS].....	31
Figura 3.15	Producción fotovoltaica por meses a 0º de azimut [Fuente: PVGIS] .....	32
Figura 3.16	Producción fotovoltaica por meses a 31.8º de azimut [Fuente: PVGIS] .....	33
Figura 3.17	Producción fotovoltaica por meses a 31.8º de azimut [Fuente: PVGIS] .....	33
Figura 3.18	Demanda cubierta por la instalación en Junio [Fuente: Homer] .....	35
Figura 3.19	Demanda cubierta por la instalación en Enero [Fuente: Homer] .....	36
Figura 4.1	Panel Solar JA Solar 550W Monocristalino JAM72S30-550/MR [Fuente: Technosun.com].....	38
Figura 4.2	Distancia entre paneles en la cubierta inclinada .....	40
Figura 4.3	Distancia entre paneles en la cubierta plana .....	41

Figura 4.4	Distribución de los paneles en las cubiertas [Fuente: Autocad] .....	43
Figura 4.5	Inversor red fornius symo 20-3-M 20 kW [Fuente: Autosolar.es] .....	44
Figura 4.6	Angulo de los paneles en cubierta inclinada .....	45
Figura 4.7	Soporte inclinado cubierta metálica regulable de 20º a 35º 13v – vertical [Fuente: Bricoelige.com] .....	46
Figura 4.8	Kit de unión S15 [Fuente: Bricoelige.com] .....	46
Figura 4.9	Ejemplo de unión de diferentes soportes [Fuente: Bricoelige.com] .....	46
Figura 4.10	Representación de anclado a correas [Fuente: Bricoelige.com].....	47
Figura 5.1	Cableado de CC en las cubiertas .....	53
Figura 5.2	Tramos que componen la rama 1 en CC .....	55
Figura 5.3	Cable Unipolar Flexible RV-K 0.6/1KV 6mm [Fuente: Ilumitec.com] .....	58
Figura 5.4	Tramos del circuito de CA .....	59
Figura 5.5	MANGUERA ELÉCTRICA FLEXIBLE 3G10 LIBRE DE HALÓGENOS RZ1-K 1000V [Fuente: Bricoelige.com] .....	62
Figura 5.6	Cable Unipolar Flexible RV-K 1KV 10mm [Fuente: Electrosanchis.com].....	63
Figura 5.7	Cable flexible 1x10 mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL [Fuente: Electrosanchis.com] .....	63
Figura 5.8	fusibles de cartucho SIBA 15A Cerámica, 10 x 38mm [Fuente: RsSpain.com]....	65
Figura 5.9	Porta fusible doble para montaje en carril Littelfuse 15A para 10 x 38mm 1kV [Fuente: RsSpain.com] .....	65
Figura 5.10	Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40 [Fuente:Autosolar.es] ...	66
Figura 5.11	Cable flexible 1x6 mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL [Fuente: LeroyMerlin.com].....	66
Figura 5.12	Muestra del cableado en cubierta para CC.....	68
Figura 5.13	Cuadro eléctrico estanco de superficie COFRET KAEDRA Schneider IP65 [Fuente: Lumitec.com] 68	
Figura 5.14	MAGNETOTÉRMICO C60N-ICPM 4P 30A, Curva Tipo B, Poder de corte 10 kA [Fuente: RsSpain.com] .....	70
Figura 5.15	INTERRUPTOR DIFERENCIAL SUPERINMUNIZADO SCHNEIDER 4P 30A 30mA CLASE A [Fuente: RsSpain.com] .....	71
Figura 5.16	Cuadro eléctrico GEWISS gw40045 superficie puerta transparente [Fuente: RsSpain.com] 71	
Figura 5.17	Localización de la caja estanca en la cubierta .....	72
Figura 5.18	Tubo corrugado de PVC LEXMAN 16 mm [Fuente: LeroyMerlin.com] .....	73
Figura 5.19	Abrazaderas [Fuente: Bricoelige.com] .....	73
Figura 5.20	Caja estanca de 60x60x24 [Fuente: LeroyMerlin.com].....	74
Figura 5.21	Presnoestopas [Fuente: LeroyMerlin.com].....	74
Figura 5.22	Distribución de los cables dentro de la caja estanca .....	74

Figura 5.23	Representación de la distribución de los cables de entrada y salida del inversor	75
Figura 5.24	Canaleta PVC blanca 20x60 mm [Fuente: LeroyMerlin.com].....	76
Figura 6.1	Tiempo estimado en recuperar la inversión .....	79

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Longitud de sombras producidas en el solsticio de verano, el de invierno y los equinoccios .....	29
Tabla 3.2	Alternativas planteadas para la potencia de la instalación [Fuente: Homer] .....	34
Tabla 4.1	Posibles paneles fotovoltaicos para la instalación [Fuente: Technosun.com].....	37
Tabla 4.2	Características de Panel Solar JA Solar 550W Monocristalino JAM72S30-550/MR [Fuente: Technosun.com] .....	39
Tabla 4.3	Características del inversor seleccionado [Fuente: Autosolar.es] .....	44
Tabla 4.4	Características de tensión de las placas y el inversor escogidos [Fuente: Catálogos elementos instalación] .....	49
Tabla 4.5	Características de intensidad de las placas y el inversor escogidos [Fuente: Catálogos elementos instalación] .....	50
Tabla 5.1	Coefficiente de temperatura para la situación de la instalación en CC [Fuente: A Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis].....	54
Tabla 5.2	Coefficiente de agrupamiento para la situación de la instalación en CC [Fuente Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis].....	54
Tabla 5.3	Categoría para la situación de la instalación en CC [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis] .....	55
Tabla 5.4	Coefficiente de temperatura para la situación de la instalación en CA [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis].....	60
Tabla 5.5	Coefficiente de agrupamiento para la situación de la instalación en CA [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis].....	60
Tabla 5.6	Categoría para la situación de la instalación en CC [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis] .....	60
Tabla 5.7	Tabla para los diámetros de canalizaciones [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]	73
Tabla 6.1	Resumen del presupuesto [Fuente: Arquimedes] .....	77
Tabla 6.2	Tabla de ahorro por año con la instalación.....	78

# CAPÍTULO 1

## MEMÓRIA

## 1 Introducción

En este apartado se van a redactar los diferentes objetivos que se van a cumplir durante la realización de este trabajo al igual que la motivación que ha llevado a la realización del mismo y la correspondiente justificación. Además también se incluyeron normativas y legislaciones a cumplir en el proyecto.

### 1.1 Objetivo

El objetivo de este TFG es realizar un estudio de una instalación fotovoltaica conectada a la red capaz de cubrir la demanda de la empresa SERRANOSA dedicada a la carpintería a excepción de los picos de consumo. Además de cubrir la demanda se pretende que con los excedentes se inyecten de nuevo a la red con el objetivo de recibir una compensación económica por parte de la compañía eléctrica.

Con esto se pretende conseguir que la empresa sea autosuficiente en medida de lo posible obteniendo la energía que consume de la instalación fotovoltaica y la energía que esta no sea capaz de abastecer sea obtenida de la red. Además de esto se pretende conseguir la reducción del impacto ambiental que producen los medios convencionales de obtención de energía.

### 1.2 Motivación

La principal motivación de este TFG es poder cubrir la demanda energética en su totalidad o lo que sea posible de esta empresa disminuyendo el coste de la factura a la vez que apostar por las energías renovables reduciendo las cantidades de CO2 emitidas. De esta forma la empresa también gana una imagen más novedosa y limpia obteniendo un mejor reconocimiento social.

Otro aspecto que ha impulsado la idea de realizar este TFG son las ayudas del gobierno en este tipo de instalaciones que a día de hoy se están extendiendo por todo el territorio de España y suponen un alivio económico para las empresas ya que estas ayudas pueden llegar a cubrir hasta el 45% de los costes de la instalación fotovoltaica.

### 1.3 Legislación y normativa

A continuación se detalla la normativa que se aplica en España a una instalación fotovoltaica conectada a red y destinada al autoconsumo, como la prevista en este trabajo y que se van a seguir en el presente TFG.

- Real Decreto 244/2019: Este documento establece los requisitos administrativos, técnicos y económicos para el autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018 de medidas urgentes para la protección de los consumidores y la transición energética.

- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico: Su objetivo es establecer la regulación del sector eléctrico para garantizar el suministro de energía eléctrica y adaptarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y a un bajo costo.
- Real Decreto 1699/2011, por el que se regula el modo de conexión a la red de las instalaciones de pequeña generación de energía eléctrica.
- El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), que fue aprobado por el Real Decreto 842/2002. Su objetivo es especificar los requisitos técnicos y garantías que deben cumplir las instalaciones eléctricas conectadas a una fuente de alimentación dentro de los límites de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000: Su objeto es regular las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procesos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

#### 1.4 Software usado

Para realizar este TFG, se recurre a varios programas informáticos relacionados con el ámbito de la energía solar fotovoltaica. En este apartado se realiza una descripción de cada uno de ellos:

- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): Es un software desarrollado por el Instituto de Energía y Transporte de la Comisión Europea. Proporciona herramientas y datos para el análisis de la energía solar fotovoltaica en diferentes ubicaciones geográficas. La función principal de PVGIS es estimar la producción de energía eléctrica de los sistemas fotovoltaicos en función de la radiación solar incidente, la inclinación y orientación de los paneles solares y otros parámetros relevantes. Esto permite a los usuarios evaluar la viabilidad y el rendimiento potencial de los sistemas fotovoltaicos en un lugar determinado. PVGIS es una herramienta ampliamente utilizada por profesionales de la industria fotovoltaica, investigadores y planificadores de energía.
- HOMER: (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources): Es un software para el análisis y la optimización de sistemas híbridos. Este software le permite diseñar y evaluar sistemas que integran múltiples fuentes de energía, como solar, eólica, hidráulica, diésel, baterías y más. HOMER se usa ampliamente en la planificación y el diseño de sistemas de energía híbridos en una variedad de aplicaciones que incluyen electrificación rural, sistemas de micro redes, instalaciones industriales y proyectos de energía renovable. Su enfoque en la optimización y su capacidad para modelar varias tecnologías energéticas lo convierten en una herramienta invaluable para profesionales y expertos en energía.

- Planetcalc: En esta página se pueden encontrar diferentes tipos de calculadoras: desde calculadoras de física, matemáticas e ingeniería, hasta cálculos relacionados con la salud. Para este TFG se utiliza la extensión de cálculo de longitud de sombra, que proporciona la longitud de la sombra en función de una serie de factores proporcionados por el usuario.
- SunEarthTools: Una colección de herramientas y calculadoras en línea llamada SunEarth Tools está destinada a ayudar con la planificación y evaluación de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. Es una colección de herramientas y calculadoras que se pueden usar en línea para ayudar a diseñadores y profesionales con la planificación, evaluación y análisis de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. Estas herramientas facilitan el dimensionamiento de los sistemas solares, la estimación de su producción y el análisis de su economía, lo que permite opciones más informadas y mejora la eficiencia de la energía solar.
- Arquimedes: La empresa española CYPE Ingenieros creó el software de gestión de proyectos y gestión de la construcción llamado Arquimedes. Su objetivo es facilitar y hacer más eficiente la gestión de todos los aspectos de los proyectos de construcción, desde la planificación y la medición hasta el control de costes y la gestión de documento. Se trata de un software para realizar un presupuesto del proyecto, en el se introducen tanto los precios de los materiales, mano de obra o porcentajes para junto con las mediciones sacar el presupuesto.
- Autocad: Autodesk creó el programa de diseño asistido por computadora (CAD) AutoCAD. Es ampliamente utilizado para producir dibujos y modelos 2D y 3D en los campos de la arquitectura, la ingeniería y el diseño. Este ha permitido plasmar sobre el papel la forma que tendrá la instalación fotovoltaica en el papel así como la instalación eléctrica

## 2 Marco teórico

Actualmente en el panorama energético mundial existen una serie de problemas como la limitación en las reservas de fuentes de energía primarias y de sistemas para su energía final. La concentración de reservas en países políticamente inestables, tal y como se puede ver en la figura 2.1, es especialmente preocupante para Europa y otros países del mundo ya que dependen en un alto porcentaje de dichas fuentes externas.

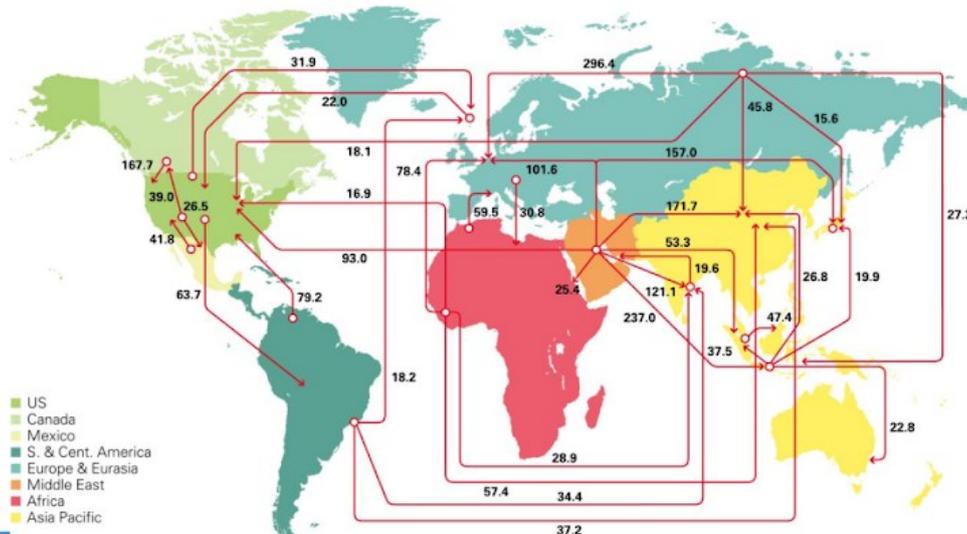


Figura 2.1 Petróleo global en 2014 [Fuente: bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf]

Otro aspecto es el impacto ambiental producido tanto por la generación de energías como del transporte, siendo las emisiones de CO<sub>2</sub> y de gases de efecto invernadero excesivas, poniendo en riesgo las generaciones futuras.

Todo esto comentado anteriormente es debido al aumento casi exponencial de la demanda a causa del crecimiento de la población y del desarrollo industrial como se aprecia en la figura 2.2.

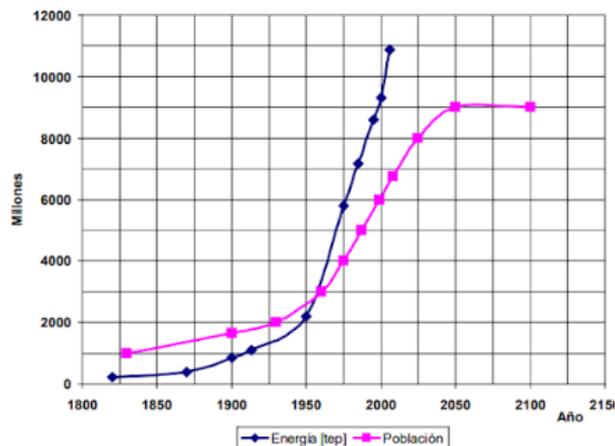


Figura 2.2 Consumo mundial de energía [Fuente: bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf]

Esta demanda es creciente en los países en vías de desarrollo y en países desarrollados. En países desarrollados, como los pertenecientes a Europa, se han intentado establecer políticas de ahorro y mejoras en la eficiencia que solo han conseguido atenuar el aumento. En los países en vías de desarrollo crece la demanda a mayor ritmo además de contar con una población más numerosa llegando a ser de un 3 a 4% el aumento de esta.

Al ritmo actual de consumo se prevé el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles y uranio en un periodo de no más de 100 años. Además de la escasez se suman el aumento de los costes de estas fuentes primarias.

El problema de Europa es que depende mucho del petróleo y gas natural de países que están fuera de la misma, suponiendo una demanda externa donde en la guerra de Rusia y Ucrania se ha podido ver el encarecimiento de estas fuentes primarias por la disminución de la oferta.

Estos problemas se plantean solucionar potenciando las energías renovables en las reservas, la concentración y el impacto ambiental. Aunque los niveles actuales de estas energías son insuficientes para alcanzar el objetivo establecido. Si potenciamos las renovables se podría obtener mayor independencia energética al igual que disminuye las emisiones de CO<sub>2</sub> y de gases de efecto invernadero lanzados a la atmósfera (aunque el reciclaje de estos tenga otras consecuencias).

El problema principal de las renovables es la eficiencia, los costes que suponen estas y la cantidad de terreno necesario.

En este caso la atención se centrará en la energía obtenida del sol gracias al efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico.

## 2.1 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico consiste en la expulsión o emisión de electrones de los átomos de un metal cuando sobre él incide una luz (radiación electromagnética con una cierta longitud de onda). Al incidir los fotones sobre el rompe la atracción de su átomo siendo libre el electrón y formando un hueco en la estructura cristalina con carga positiva. Este electrón al moverse libremente genera una corriente eléctrica como se puede ver en la figura 2.3.

Los materiales que al absorber la radiación electromagnética de la luz emiten electrones se les llama "fotoemisores" y son metales semiconductores como por ejemplo el silicio, el boro o el fósforo.

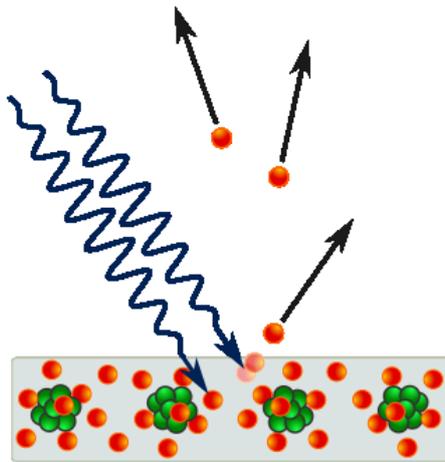


Figura 2.3 Efecto fotoeléctrico [Fuente: Iberdrola]

## 2.2 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico consiste en que teniendo dos placas de silicio con 4 electrones en la capa de valencia se adopta a cada una de ellas con elementos diferentes: si se desea obtener un semiconductor extrínseco P se ha de alterar el silicio con metales que tengan 3 electrones en la capa de valencia como es el caso de Boro, o si se trata de un semiconductor extrínseco tipo N se altera el silicio con metales de 5 electrones en su capa de valencia como es el caso del Fósforo como representa la figura 2.4.

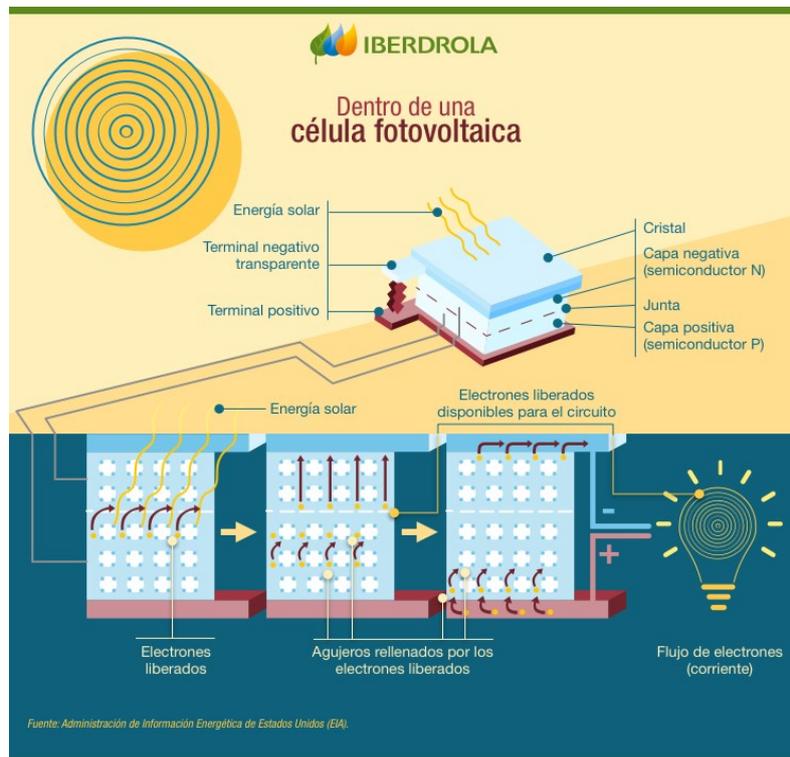


Figura 2.4 Efecto fotovoltaico [Fuente: Iberdrola]

Una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que convierte la energía procedente de la radiación solar que llega a la Tierra en forma de luz (fotones) en energía eléctrica (electrones) gracias al efecto fotoeléctrico representando su estructura en la figura 2.5 donde se ven las diferentes capas de su estructura.

Las células fotovoltaicas se componen de dos semiconductores con cargas opuestas separados por una junta neutra: la capa negativa (semiconductor N) se genera modificando una estructura cristalina de silicio para conseguir un exceso de electrones y la capa positiva (semiconductor P) carece de un electrón para ser estable, por lo que se comporta como una carga positiva dentro de la red cristalina. De esta manera, en la zona de la junta (unión P/N) se produce una neutralización de cargas que, al exponerse a la luz solar por la zona N, libera electrones aumentando la diferencia de potencial entre las zonas N y P. Esta diferencia en un circuito cerrado da lugar a la corriente eléctrica.

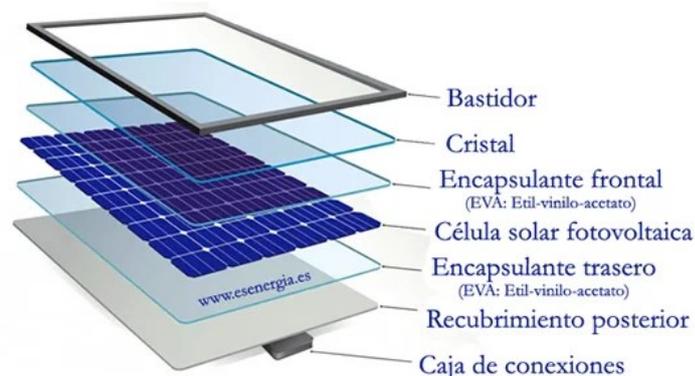


Figura 2.5 Componentes de un panel fotovoltaico [Fuente: Iberdrola]

### 2.3 Tipos de células fotovoltaicas

En la actualidad, la mayoría de las células fotovoltaicas son de silicio, ya que este material semiconductor se encuentra en abundancia y es barato. En concreto, se depura y se cristaliza para después cortarlo en finas capas y formar la célula. De acuerdo al proceso de fabricación del silicio, estas se clasifican en:

- **Células de silicio monocristalino**

Están formadas por un único cristal de silicio con estructura uniforme y garantizan un rendimiento superior al resto de células de silicio (18-25 %), ya que la perfecta alineación de sus átomos favorece la conductividad. Su inconveniente es que su tiempo de fabricación y su coste es superior al resto.

- **Células de silicio policristalino**

Están formadas por numerosos cristales de silicio y, aunque su proceso de fabricación es más económico que el del silicio monocristalino, su rendimiento es inferior (16-20 %).

- **Células de silicio amorfo**

Con una estructura atómica irregular, este silicio se deposita en películas delgadas sobre sustratos flexibles, como el vidrio, el metal y el plástico, facilitando que estos paneles se adapten a cualquier superficie y permitan una mejor integración arquitectónica. Su rendimiento es mucho menor que el del silicio cristalino (6-8 %), pero es más económico.

Además de estas células, en los últimos años se han producido innovaciones que están llevando esta tecnología al siguiente nivel. Las células fotovoltaicas multifunción contienen múltiples uniones P/N de diferentes materiales semiconductores, cada una de las cuales produce corriente eléctrica en respuesta a diferentes longitudes de onda, llegando a alcanzar en laboratorio una eficiencia en torno al 45-50 % bajo luz solar concentrada. Asimismo, las células solares en tándem también permiten alcanzar mayores rendimientos a través del apilamiento monolítico de células con diferentes intervalos de banda, especialmente, gracias a un material que promete dar que hablar en el futuro: el perovskita.

## 2.4 Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas

Instalación solar aislada: un kit solar aislado permite el suministro energético en aquellas viviendas o naves donde no existe acceso a la red eléctrica, no se tiene un contrato con la compañía de electricidad o bien se desea la desconexión de la misma por propia voluntad.

Estos kits se componen principalmente de:

- Paneles solares
- Un regulador de carga
- Un inversor aislado
- Baterías para almacenar la energía y utilizarla por la noche o en días nublados

Instalación de conexión a red: también denominados de autoconsumo directo, un kit de conexión a red es aquel que está preparado para ser instalado en viviendas, naves o cualquier infraestructura donde existe suministro de la compañía eléctrica. El objetivo es reducir el consumo de energía de la red y ahorrar en la factura de electricidad gracias a la producción que pueden aportar las placas solares.

Estos kits se componen principalmente de paneles solares y un inversor de conexión a red.

Instalaciones híbridas: se caracterizan por contar entre sus elementos un inversor híbrido que es capaz de funcionar con o sin baterías. Estas instalaciones son muy recomendables en viviendas conectadas a la red eléctrica que durante las horas de sol se haga uso de la producción de los paneles solares y durante la noche o con condiciones climatológicas adversas se alimenten los consumos de la red eléctrica o las baterías.

## 2.5 Energía fotovoltaica en España

España es un país que posee una serie de ventajas respecto a otros en el ámbito de la energía solar. En España hay mucho potencial, entre 0.5 y 1 kWh/m<sup>2</sup> día como se observa en la figura 2.6, dependiendo de diversos factores como la eficiencia de los paneles, la ubicación, sombras, etc.

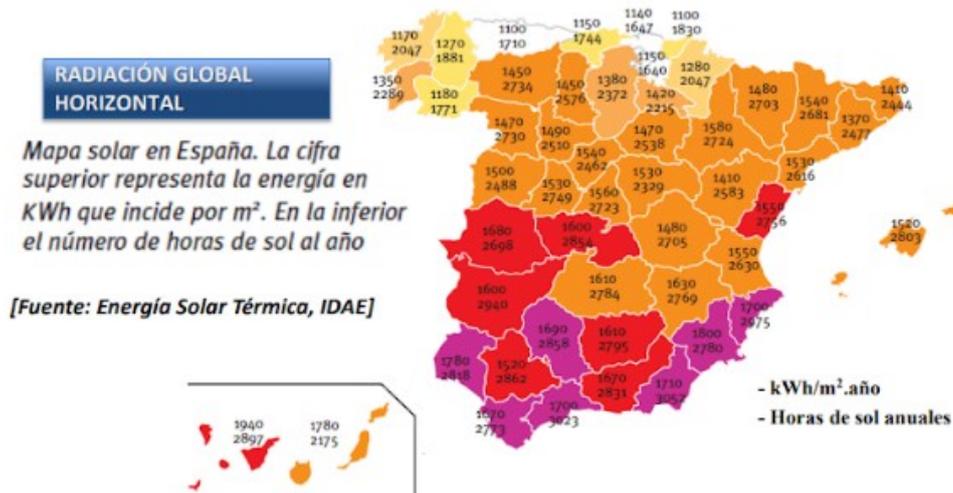
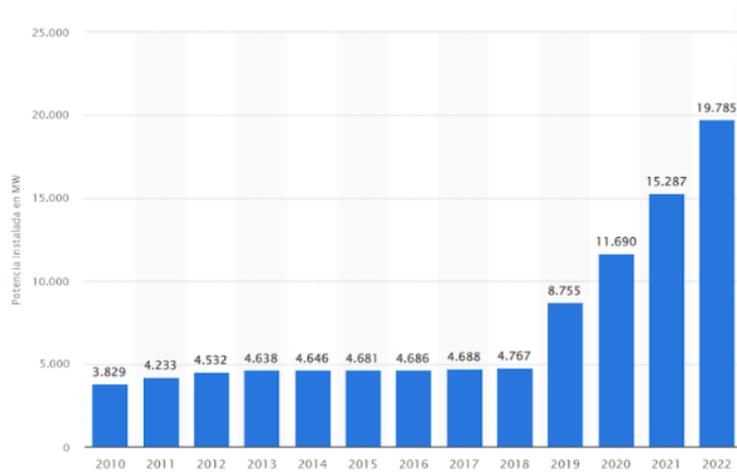


Figura 2.6 Mapa solar en España [Fuente: Balance Energético España\_2014.pdf]

Otro aspecto positivo son los precios, estos son cada vez más competitivos siendo en muchos casos la energía generada con paneles fotovoltaicos más barata que la de la red, además el combustible primario no supone un gasto económico ya que el sol no tiene ningún costo y esta rama de energía nos ofrece una tecnología más que probada y que ha madurado en estos años.

Por otro lado, la energía producida depende de la disponibilidad de luz solar al igual que un sistema de almacenamiento o back up como las baterías o la red de distribución y uno de los aspectos más desventajosos es la necesidad de un gran espacio para obtener la energía siendo la relación de 100 a 200 W por m<sup>2</sup>.

A pesar de las desventajas en España el consumo de fotovoltaica se ha disparado ya sea para cubrir la demanda en el domicilio, para la industria o para la misma obtención de energía. En el año 2022, la potencia instalada en España de este tipo de energía renovable ascendió aproximadamente a 19800 megavatios, casi 4500 MW por encima de la registrada tan solo un año antes. Esta estadística de la figura 2.7 muestra la evolución anual de la potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022.



**Figura 2.7 Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022 [Fuente: Statista]**

Esos datos son gracias a que los españoles, y Europa también, se han dado cuenta del gran potencial que posee España en este tipo de energía renovable.

### 3 CARACTERIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se va a realizar una descripción completa en este apartado de la instalación. En este mismo se hablará de temas como la actividad actual de la empresa y la localización de esta. Además de esto se realizará un análisis de la demanda energética de la empresa junto con la viabilidad de poder realizar una instalación fotovoltaica conjunta con la red para intentar cubrir esta demanda y un estudio del recurso solar de la zona junto con un estudio de sombras.

#### 3.1 Actividad actual de la empresa y su localización

La empresa está ubicada en el municipio de Sagunto en un polígono industrial de la zona, más concretamente en la calle Puzol. Esta empresa consta de dos naves colindantes que están conectadas por su interior. La figura 3.1 muestra su localización en Google maps.

Esta es una empresa generacional que lleva muchos años en el sector de la carpintería dedicándose a la fabricación de módulos para la instalación de cocinas, armarios, etc.

Esta empresa ha facilitado las facturas eléctricas, obteniendo gracias a esto, el consumo de energía que realiza la empresa. Este es un dato clave para el cálculo de una instalación fotovoltaica.

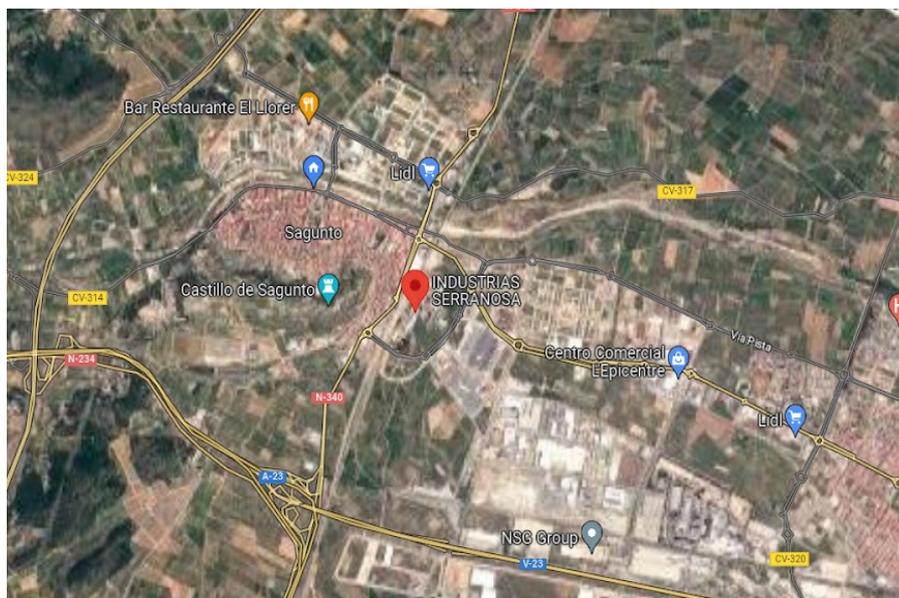


Figura 3.1 Localización de la empresa [Fuente: Google Maps]

### 3.2 Consumo energético

Para obtener la demanda de energía que requiere la empresa el propietario nos ha facilitado todas las facturas del ejercicio de 2022 obteniendo un total de **37997 kWh/año** la cual actualmente es cubierta en su totalidad por la red eléctrica obteniendo por mes el siguiente gráfico de la figura 3.2:

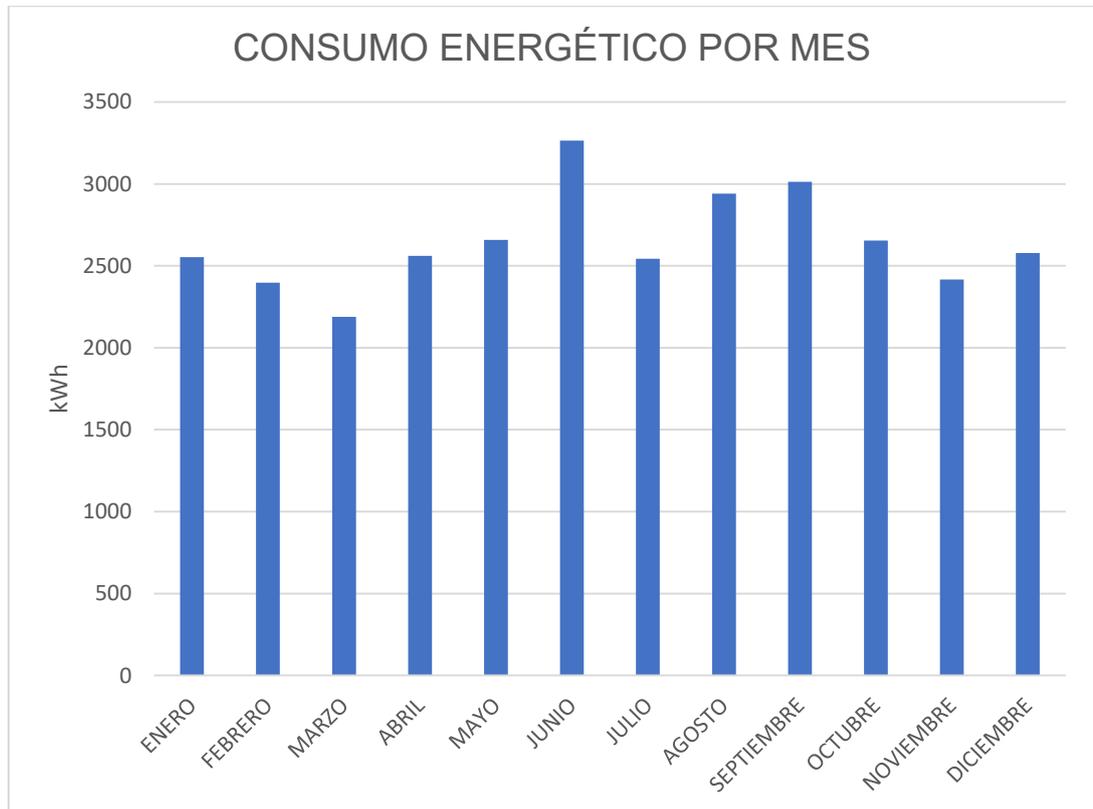


Figura 3.2 Consumo energético anual de la empresa [Fuente: Facturas empresa]

Como se puede observar en el gráfico los meses de mayor consumo son de mayo a agosto. Este es un dato interesante que puede servir para la inclinación de los paneles fotovoltaicos ya que en estos meses hay más horas de luz.

También el propietario ha comentado que este consumo anual suele ser muy parecido en estos últimos años atrás, es decir, que el consumo realizado en mayo de 2021 es muy parecido al del año 2022 y así con todos los meses restantes.

Sabiendo esto vamos a observar los meses de mayor consumo dividiendo el año en dos periodos, de mayo a agosto y de noviembre a febrero. Esto para ver qué decisión puede tomarse respecto a la inclinación de los paneles fotovoltaicos obteniendo el gráfico de la siguiente figura 3.3 :

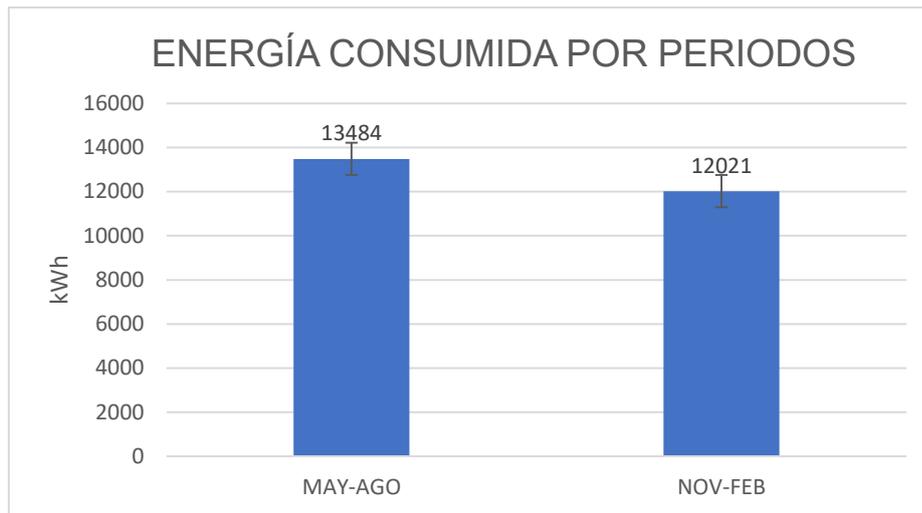


Figura 3.3 Energía consumida por periodos [Fuente: Facturas empresa]

Visto el gráfico se ve que la diferencia tampoco es demasiado notoria, de unos 1463 kWh. Para ver la diferencia de consumo que hay por hora se considera que en los 4 meses hay un total de 2880 horas, suponiendo que en cada mes hay 30 días. Si estas 2880 horas se dividen por la diferencia de consumo se obtiene un total de 0,509 kW.

Con esto se puede predecir que la inclinación de los paneles debe ser más reducida a la óptima que puede dar el programa del PVGIS para aprovechar la mayor cantidad de horas de luz que hay en estos meses de mayor consumo. Posteriormente se verán los diferentes datos obtenidos dependiendo del acimut y la inclinación y si merece la pena cambiar la inclinación de la establecida como óptima por el PVGIS.

Otra decisión que hay que tomar corresponde al análisis de la demanda por día ya que esta está relacionada con la potencia que tendrán los paneles fotovoltaicos de la instalación. La potencia se dimensionará con la demanda diaria de un día del mes de junio donde se han obtenido los mayores consumos, la intención es que la mayoría de esta demanda sea cubierta por la instalación fotovoltaica a excepción de los picos de consumo que se puedan producir. Además, como se ve en las figuras 3.18 y 3.19, si se intentan cubrir estos picos de demanda se sobredimensiona la instalación y esta no sería eficaz.

A continuación se muestra en la figura 3.4 un gráfico donde se observan los consumos en un día de junio:

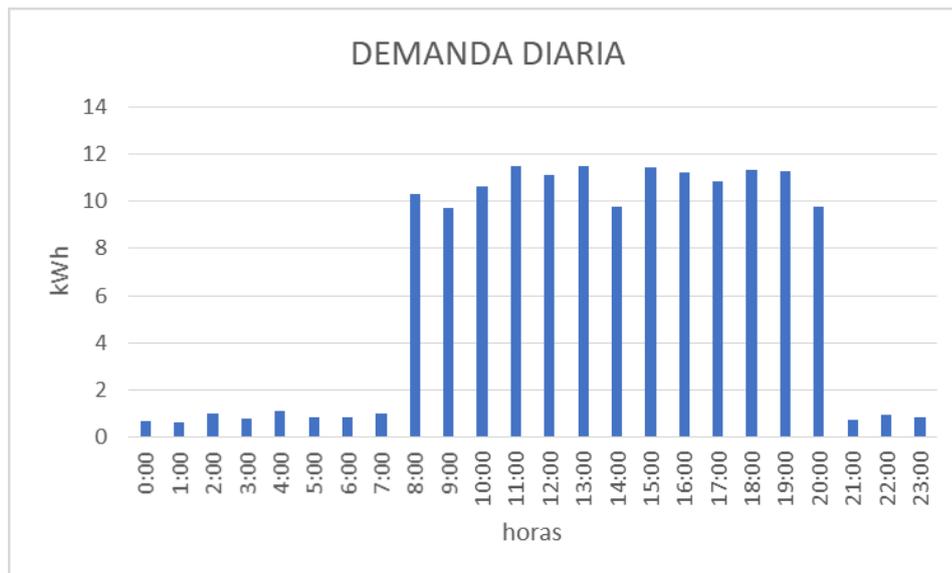


Figura 3.4 Demanda diaria de la empresa en junio [Fuente: Facturas empresa]

Sabiendo esto y que las instalaciones de media tienen aproximadamente un 15% de pérdidas producidas por factores como la temperatura del ambiente, las pérdidas por el propio cableado o módulos fotovoltaicos que conforman la instalación, el paso del tiempo y otros factores.

Como no se tienen consumos elevados por las horas de noche no serán necesarias las baterías ya que su funcionalidad es reducida y encarece la instalación. Además de su alto costo las baterías a día de hoy hay que cambiarlas cada 5-20 años dependiendo del tipo de batería con una caída de eficiencia conforme pasa el tiempo y siendo esta una demanda que con las placas y la red se puede cubrir.

Finalmente, observando los datos anteriores podemos establecer que se necesitará una potencia instalada que oscile entre 19 y 21 kW. Estos datos serán introducidos en HOMER obteniendo así las diferentes alternativas que podemos obtener en nuestra instalación.

### 3.3 Instalaciones

En el siguiente apartado se obtendrá un estudio del posible efecto que tengan las sombras sobre las placas así como las posibles localizaciones en la empresa de los paneles fotovoltaicos.

### 3.3.1 Estudio de la ubicación de los paneles fotovoltaicos

Como se ha comentado anteriormente la empresa consta de 2 naves colindantes como se observa en la figura 3.5. La instalación fotovoltaica sólo puede ir instalada en el tejado de una o de las dos naves ya que es la única zona de la propiedad con sol constante y sin que se interfiera en la actividad normal de la empresa.



Figura 3.5 Presentación de las dos cubiertas de la empresa [Fuente: Google Earth]

- Nave 1: Esta nave es la mejor de las dos por su mayor envergadura, esta nave tiene un área total de 250 m<sup>2</sup> y está dividida en dos zonas. La primera zona es una cubierta metálica plana la cual tiene forma rectangular y la segunda zona se trata de una cubierta metálica a dos aguas con una inclinación de 12° respecto la horizontal, tal y como se representa en la figura 3.6. Esta zona al tener cumbre queda más elevada que la cubierta plana produciendo sobre esta una sombra que se estudiará más adelante.



Figura 3.6 Zonas disponibles de la nave 1 [Fuente: Google Earth]

- Nave 2: Esta nave tiene una longitud aproximada de 192 m<sup>2</sup>. Se trata de una nave con cubierta metálica a 2 aguas en su totalidad, la inclinación de esta es igual que la primera, de 12° respecto la horizontal y es más antigua que la primera. Esta nave no tiene ningún obstáculo que le pueda producir sombra sobre la cubierta lo que la hace una buena candidata para instalar placas solares.

Las dimensiones aproximadas de la nave 1 y de la nave 2 se muestran a continuación en la figura 3.7 (esto para hacerse una idea de las dimensiones).

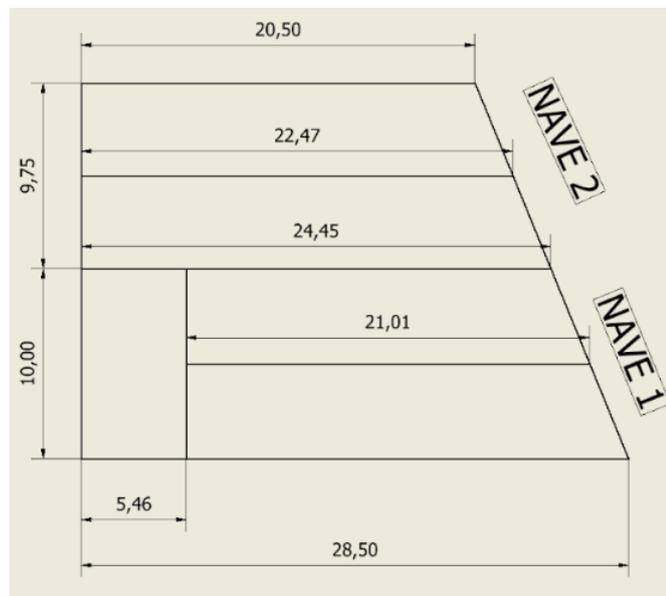


Figura 3.7 Dimensiones de las dos cubiertas [Fuente: Propia]

Observando las naves se llega a la conclusión de que la mejor zona para instalar las placas en las naves es en la que el alero del faldón de cada cubierta tiene dirección sur, además de la zona plana de la nave 1. Esto es porque en la zona plana las placas fotovoltaicas pueden tener el acimut de 0° hacia el sur que sería lo

óptimo según el PVGIS, pero en los faldones no es tan fácil. Al poner los paneles sobre los faldones con alero en dirección sur estas tendrán una azimut de  $31,8^\circ$  mientras que si se ponen en el otro faldón la acimut es de  $151.8^\circ$  por lo que se encuentra muy encarado al norte perdiendo mucha eficiencia.

Si por otra parte se pretende que en los faldones con orientación norte se consiga la azimut de  $31,8^\circ$  serían necesarios soportes de  $47^\circ$  de inclinación y esta es muy superior a la que poseen la mayoría de los soportes que hay en el mercado. Obteniendo una razón extra por la que no instalar paneles en los faldones con orientación norte

Dicho esto las zonas representadas en la figura 3.8 es donde se podrán instalar placas solares.

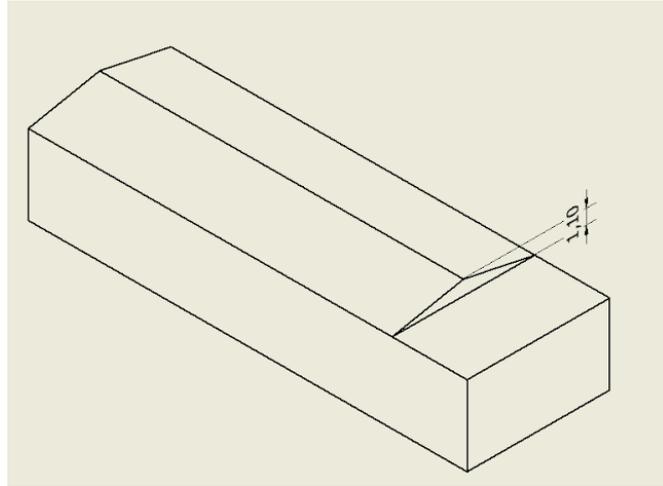


Figura 3.8 Zonas disponibles para la instalación en las dos cubiertas [Fuente: Google Earth]

#### 3.4 Estudio de sombras

Las sombras son un factor fundamental a tener en cuenta en cuanto a la posición de los paneles solares ya que estas pueden hacer que baje su generación de electricidad por lo que la instalación se vería afectada y no cumpliría la demanda requerida.

En el caso de esta instalación se obtiene que la nave 1 está dividida en 2 partes como se ha comentado anteriormente en el apartado 3.3.1. Una con un tejado plano y la otra con una cubierta a dos aguas donde la parte más alta de esta se encuentra levantada 1.1m respecto de la plana como se muestra en la figura 3.9.

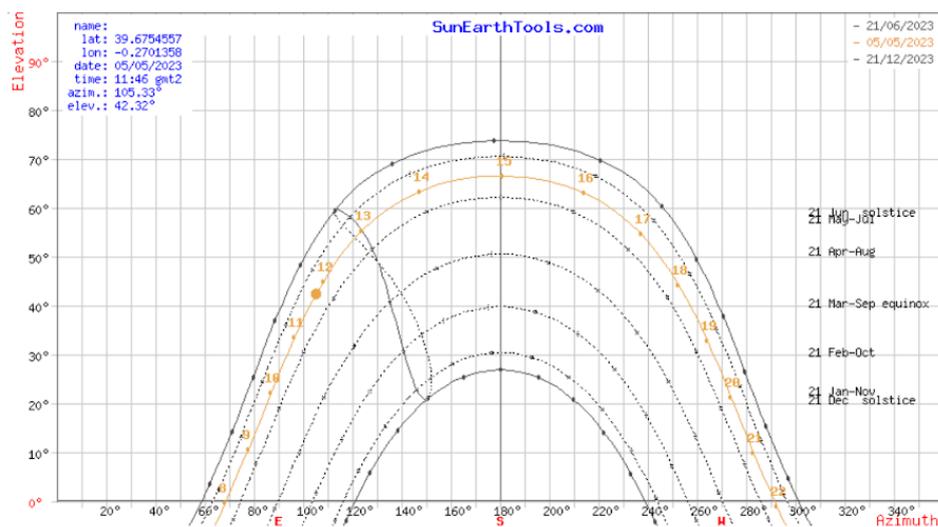


**Figura 3.9 Dimensiones de la altura de la cubierta**

Este apartado trata de analizar las sombras producidas por esa cubierta a dos aguas sobre la cubierta plana para tratar de aprovechar lo máximo posible esta cubierta plana, ya que en esta zona la instalación será más sencilla y aunque su área es menor, esta ofrece unas características muy ventajosas que se verán mas adelante.

Para establecer estas zonas aprovechables de la zona plana se tendrán en cuenta la orientación de las naves y el mapa solar de la zona visto en la figura 3.10. Con esta información se estima que las sombras producidas por la nave a dos aguas sobre la cubierta plana son notables desde la 8:00 a las 12:15 de la mañana.

Ahora para calcular la longitud de la sombras se usa el portal web *Planetcalc* conjunto con la orientación de la sombra gracias al dato obtenido de *SunEarthTools* donde obtenemos el mapa de recorrido solar en un día en concreto y en una ubicación exacta como puede ser el de la figura 3.10 que corresponde con la localización de la empresa.



**Figura 3.10 Mapa solar según la localización de la empresa [Fuente: SunEarthTools.com]**

Gracias a estas dos herramientas se genera la tabla 3.1 donde se observan las longitudes de las sombras de las 8 de la mañana a las 12:15 de la mañana en el solsticio de verano, el de invierno y el equinoccio de primavera.

HORA	SOLS. VERANO(m)	SOLT. INVIERNO(m)	EQUI. PRIMAVERA(m)
8	4,34	55,31	53,46
8:30	3,07	55,31	9,03
9	2,32	55,31	4,88
9:30	1,82	55,31	3,3
10	1,47	10,67	2,47
10:30	1,2	6,04	1,95
11	0,98	4,29	1,59
11:03	0,8	3,39	1,33
12	0,65	2,85	1,14
12:30	0,52	2,52	0,99

Tabla 3.1 Longitud de sombras producidas en el solsticio de verano, el de invierno y los equinoccios

Conociendo toda esta información, se procede a realizar una representación gráfica de las sombras sobre la zona plana de la cubierta y analizar las posibles ubicaciones de las placas fotovoltaicas en esta zona.

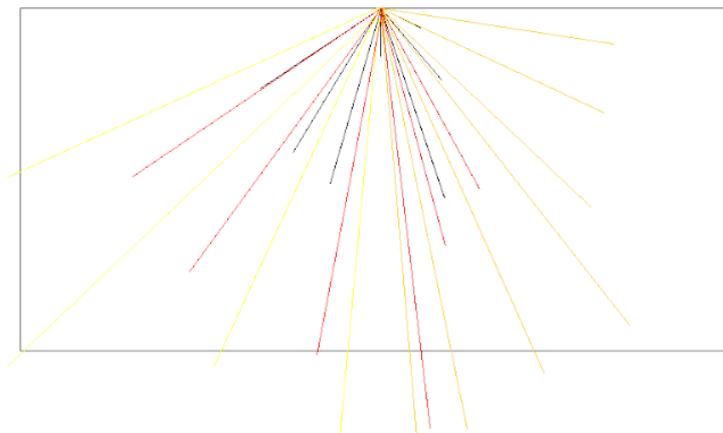


Figura 3.11 Sombras producidas por la cumbrera sobre la zona plana

En la figura 3.11 se muestran en línea amarilla aproximadamente el rango de sombras durante el solsticio de invierno. Mientras que en la roja hace referencia al equinoccio de primavera y finalmente las negras al solsticio de verano.

Con esto se puede ver que en el supuesto caso de necesitar la parte plana de la cubierta se tendría a disposición las zonas en cuadrados azules mostradas en la figura 3.12 ya que a pesar que en determinados puntos del año les de la sombra momentáneamente el consumo tampoco se ve demasiado mermado.

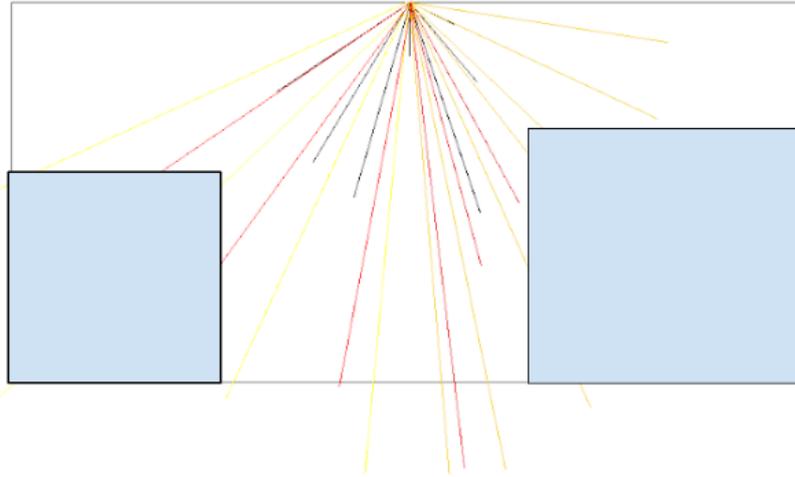


Figura 3.12 Zonas posibles para instalación en la zona plana

### 3.5 Recurso solar disponible

Al referirse a recurso solar se hace alusión a la energía que llega a la Tierra del sol en forma de radiación. Esta depende de la localización de la empresa y para obtener datos de esta se ha recurrido a la página PVGIS.

En este apartado se consulta al PVGIS el azimut óptimo para las condiciones de la instalación dando como resultado un azimut de  $0^{\circ}$  y una inclinación de  $35^{\circ}$ . Como a excepción de la zona plana de la nave 1 el azimut ha de ser de  $31,8^{\circ}$  se estudiará la viabilidad de instalar las placas con estas características compartiendo la inclinación de  $35^{\circ}$  tal y como indica el PVGIS.

Además, se mirará la opción de reducir la inclinación para intentar aprovechar más las horas de sol en los meses de mayor consumo como se ha comentado anteriormente.

#### 3.5.1 $35^{\circ}$ de inclinación y $0^{\circ}$ de azimut

Para esta opción los datos del PVGIS reflejan una **producción anual fotovoltaica de 1638,59 kWh y unos 2105,95 kWh/m<sup>2</sup> para la irradiación anual**

Obteniendo una producción eléctrica media mensual en kWh representada por la figura 3.13 a la vez que la irradiación mensual en kWh/ m<sup>2</sup> representada en la figura 3.14.

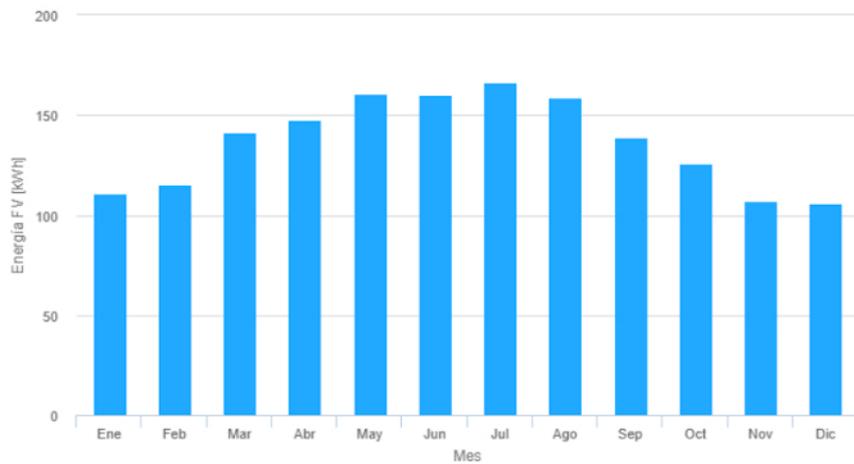


Figura 3.13 Producción eléctrica media mensual para 0° de azimut [Fuente: PVGIS]

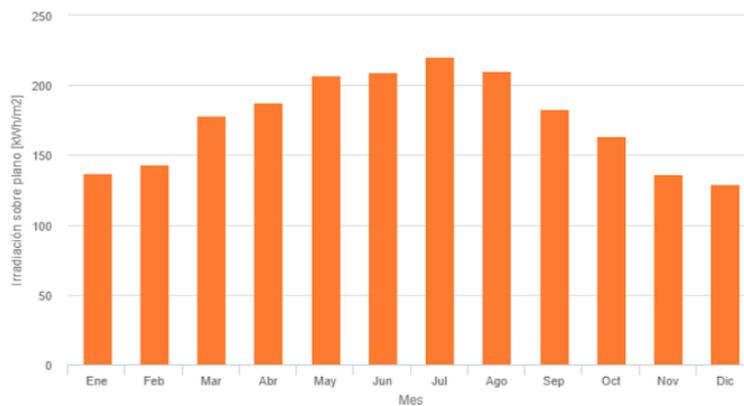


Figura 3.14 Irradiación mensual para 0° de azimut [Fuente: PVGIS]

Por otro lado si se contempla disminuir la inclinación de los paneles fotovoltaicos a un valor de 30° obtenemos una **producción anual fotovoltaica de 1629,6 kWh con una irradiación anual de 2095,55 kWh/m<sup>2</sup>** que comparados con los datos obtenidos para 35° como se muestra en la figura 3.15 la diferencia es muy pequeña siendo 8,99 kWh para la producción anual fotovoltaica y 10,4 kWh/m<sup>2</sup> para la irradiación anual.

Como la idea de disminuir la inclinación es aprovechar más las horas de luz solar se verá a continuación una comparativa por meses de la producción fotovoltaica para ver si la reducción a 30° suponen una mejora.

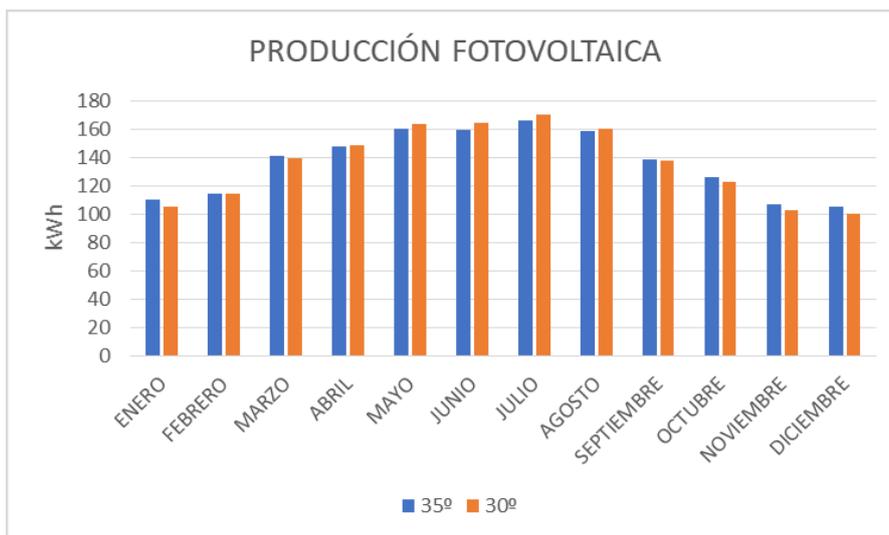


Figura 3.15 Producción fotovoltaica por meses a 0° de azimut [Fuente: PVGIS]

Como se puede ver en la figura 3.15 en los meses de mayo a agosto la producción fotovoltaica aumenta en 30° respecto a la de 35°, mientras que en los meses de octubre a Enero sí que disminuye, esto indica que sí que podría ser rentable una reducción de la inclinación para hacer frente a la demanda de este año. También hay que fijarse en lo comentado por el propietario, que los consumos son constantes más o menos cada año.

La opción de aprovechar más las horas de día en los meses de mayo a agosto para un azimut de 0° es una opción muy viable, ya que los kWh que se reducen en los meses invernales es muy leve comparado con la subida que hay de mayo a agosto. Por tanto, reducir los paneles a una inclinación de 30° sí que es una posibilidad. Los paneles en la cubierta plana se instalarán con un azimut de 0° y una inclinación de 30°, de esta forma la energía extra se usará para cubrir la demanda así como los excedentes producidos se venderán.

### 3.5.2 35° de inclinación y 31,8 de azimut

Como los faldones de las cubiertas tienen una inclinación respecto del sur de 31,8° los paneles tendrán también este azimut y respecto a la inclinación como los soportes del mercado se pueden regular de 20 a 35° no hay problema en obtener esta inclinación óptima de 35°.

Con un azimut de 31,8° y una inclinación de 35° se obtiene **una producción fotovoltaica anual de 1595,53 kWh**, la diferencia respecto de la anterior es de 43,05 kWh en un año, lo que supone una disminución del 2,6%. Esto no supone un cambio importante por lo que trabajar con una azimut respecto el PVGIS de 31,8° no supondrá cambios, esto se puede ver en la figura 3.16.

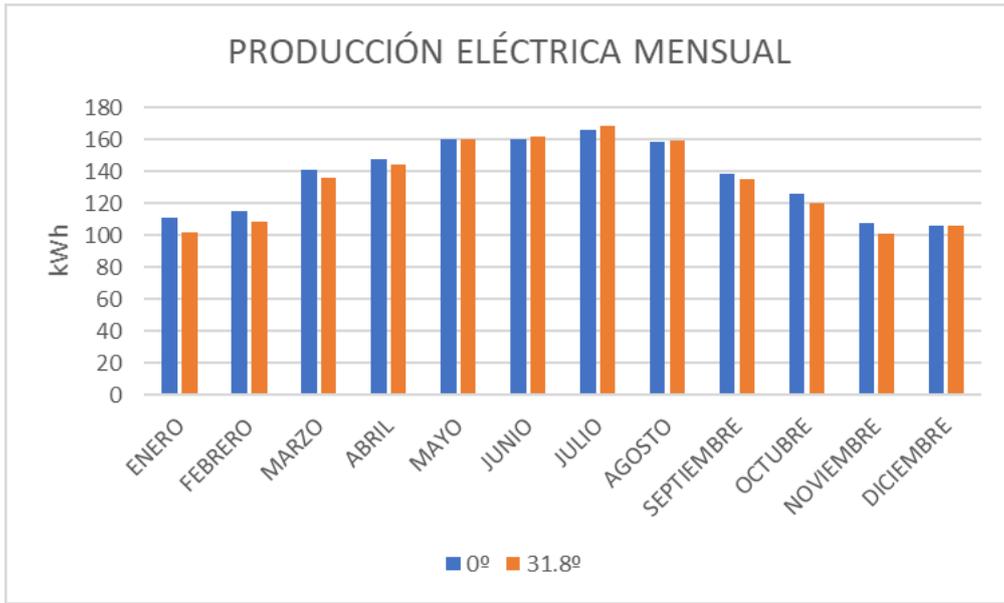


Figura 3.16 Producción fotovoltaica por meses a 31.8° de azimut [Fuente: PVGIS]

Con respecto a la **irradiación anual ahora supone un 2048,29 kWh/m2** siendo la caída de 2,7% y al igual que con la producción anual fotovoltaica no supone una pérdida significativa por lo que se puede optar por esta opción también como se observa en la figura 3.17.

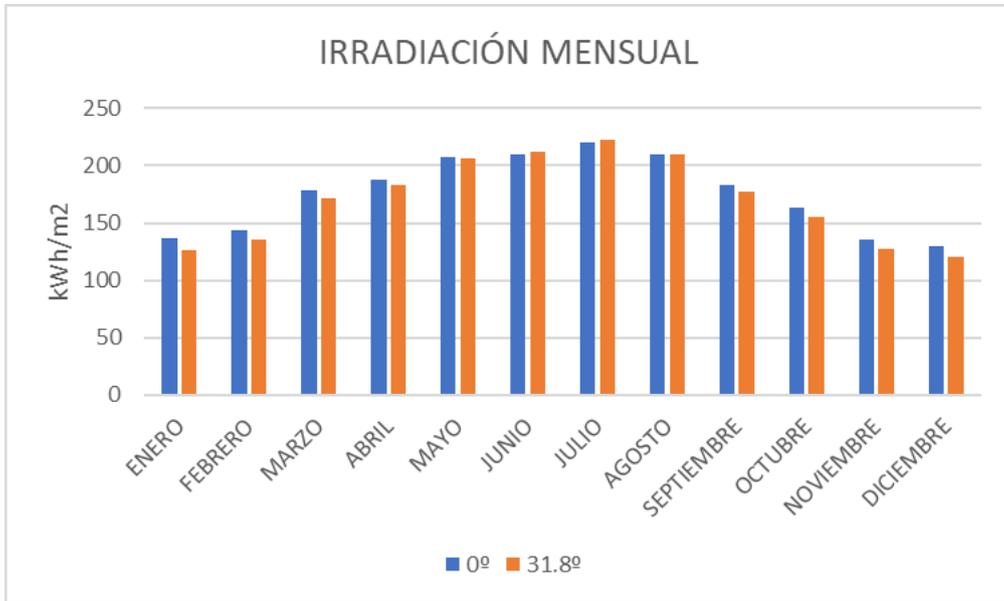


Figura 3.17 Producción fotovoltaica por meses a 31.8° de azimut [Fuente: PVGIS]

En estas condiciones no es viable reducir la inclinación de los paneles ya que estas pérdidas aumentarán en los meses de octubre a enero obteniendo mayores eficiencias en una época del año y menores en otras. Como esto puede variar dependiendo del año, obteniendo mayores eficiencias a lo largo de un año pero también obteniendo menos eficiencia a lo largo de otro, es preferible establecer la inclinación óptima de 35° ya que como se ve la diferencia tampoco es significativa. A pesar de esto

en la zona plana de la cubierta de la nave 1 sí que se establecerá la inclinación de 30° ya que como se instalaran 3 paneles (como se podrá ver posteriormente) con una acimut de 0° estos sí que ofrecen una mayor eficiencia notoria en los meses de más luz.

Esto según el pliego de condiciones de instalaciones conectadas a la red es aceptable ya que establecen el máximo de pérdidas por cambio de orientación e inclinación de un panel fotovoltaico en un 10% y las presentadas no superan el 3%.

En conclusión a esto para los faldones 1 y 3 de la figura 3.8 los paneles se instalaran con una inclinación de 35° y una acimut de 31,8° mientras que en la zona 2 de la figura 3.8 como es plana la inclinación será de 30° con una acimut de 0°, todo esto en el supuesto caso de que se instalen paneles en todas las zonas.

### 3.6 Posibles alternativas

Una vez realizado el estudio en el HOMER se nos presentan varias alternativas, dicho estudio se encuentra redactado en el ANEXO 1. Estas alternativas son las más recomendables desde el punto de vista de HOMER y son las de la tabla 3.2.

OPCIÓN	PV(kw)	INVERSOR(kw)	INVERSIÓN INICIAL (€)
1	20	20	24000
2	21	21	25200
3	20	19,5	23750
4	20	19	23500
5	19	19	22800

Tabla 3.2 Alternativas planteadas para la potencia de la instalación [Fuente: Homer]

Con las opciones que ofrece el HOMER se prestara atención primero a la potencia de la instalación fotovoltaica. Como se ha comentado anteriormente en el apartado 3.2 la potencia a instalar estará comprendida entre 19 y 21 kWh.

Con este dato las opciones 2 y 5 quedan descartadas ya que la primera tiene una potencia de 21 kW y para cubrir la demanda no va a ser necesario tanta potencia ya que como se puede ver el coste va a ser más elevado mientras que en la opción 5 no se llega a cubrir la demanda de la forma que interesa.

Ahora se sabe que la potencia de los paneles fotovoltaicos va a ser de 20 kW por tanto se va a realizar un estudio del inversor que puede ser óptimo para esta instalación.

Como la intención de la instalación es cubrir la demanda a excepción de si se produce un pico de consumo. Poner en la instalación un inversor que tenga menos potencia que la que producen los paneles fotovoltaicos sería sobredimensionar la instalación y se perderá potencia que los paneles generan, esto quiere decir que no se conseguiría transformar en alterna toda la corriente generada. Por lo que el inversor ha de tener una potencia de 20 kW al igual que la generada por los paneles.

Además a precio coste entre el de 19 y el de 20 la diferencia es de 500€, que no supone mucho frente a la inversión global inicial.

Analizando los datos para cubrir la demanda, según una instalación de 20 kW de potencia generada por los paneles y un inversor de 20 kW, en el HOMER se puede ver que la instalación cubre la demanda sin llegar a estos picos de consumo mencionados. Siendo la línea azul la demanda, la amarilla la producción de los paneles fotovoltaicos y la violeta la convertida en el inversor.

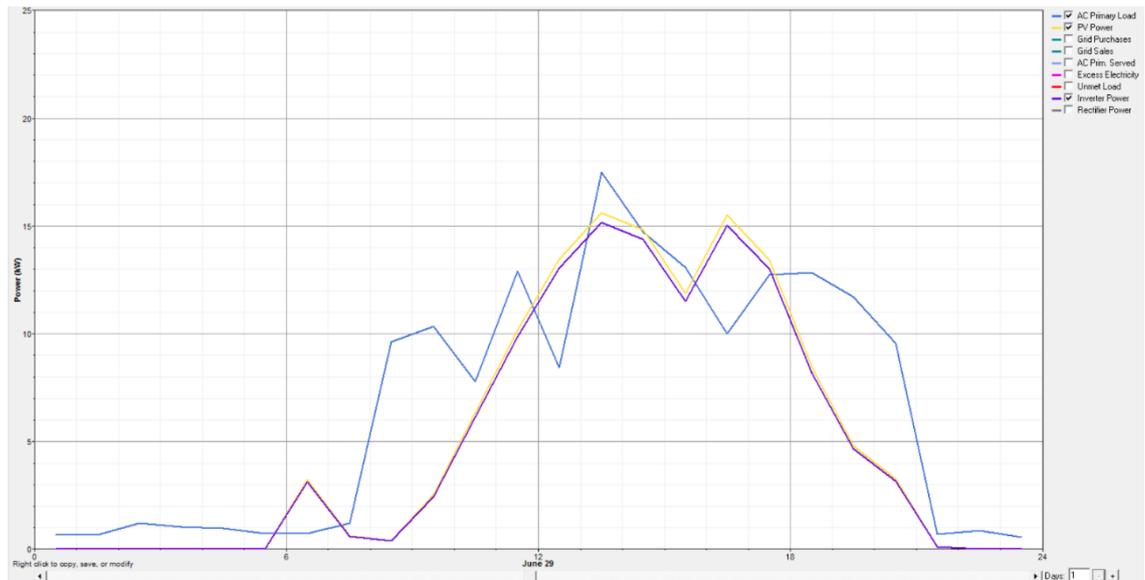
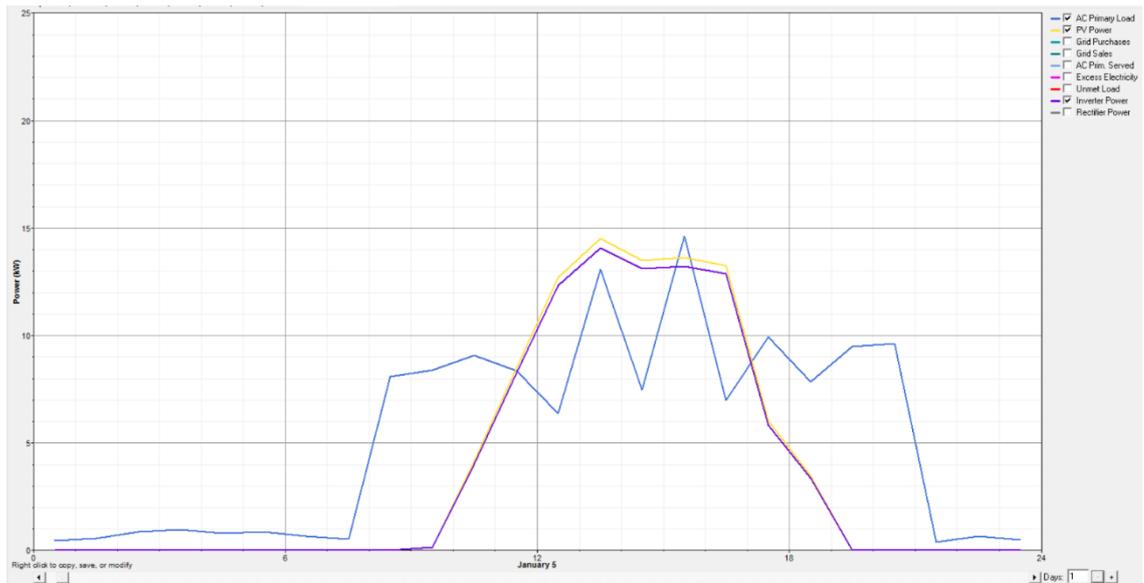


Figura 3.18 Demanda cubierta por la instalación en Junio [Fuente: Homer]

Como se puede ver en la figura 3.18 esta demanda del mes de junio, que es el mes con más consumo, está cubierta de forma que lo que no se llega a cubrir son las horas en las que el sol está más cerca del horizonte, como el amanecer y el atardecer, y el pico de demanda producido a las 14 horas queda por encima de lo generado por la instalación. Esto es lo que se busca ya que si se aumenta la potencia de la instalación para intentar cubrir estos picos se invierte mucho más capital como se puede ver en la tabla 3.2 además de que se generarían demasiados excedentes.

En la figura se puede ver que hay zonas en las que la demanda no es cubierta por la instalación como se ha comentado en el párrafo anterior, en estos casos la energía se obtiene de la red eléctrica ya que no compensa económicamente instalar una mayor potencia para intentar cubrir la demanda a esas horas. Por otro lado, como se puede ver en la figura 3.18, en algunas horas del día se producen excedentes los cuales serán vendidos a la red para ayudar a recuperar la inversión.



**Figura 3.19 Demanda cubierta por la instalación en Enero [Fuente: Homer]**

En la gráfica 3.19 se puede ver lo mismo que se ha comentado en el anterior párrafo, esta corresponde con un mes de enero obteniendo los resultados buscados.

Cabe destacar que para una inclinación de  $30^\circ$  y un azimut de  $0^\circ$  no se realiza el HOMER ya que si vemos la producción fotovoltaica de esta configuración es más elevada que la introducida en el HOMER para  $31,8^\circ$  de azimut y  $35^\circ$  de inclinación como se ha estudiado en el apartado 3.3 con lo que se obtendría más potencia y cubrirá de igual forma la demanda. Además como se ve más adelante la casi totalidad de la instalación tiene las condiciones de  $31,8^\circ$  de azimut y  $35^\circ$  de inclinación.

El HOMER sale esta como la primera opción y esto es porque como se ve en las gráficas 3.18 y 3.19 calcula tanto los excedentes como las zonas de demanda que no se pueden cubrir por la instalación y anualmente saca la mejor instalación posible ya que tiene introducidos los parámetros descritos en el ANEXO 1. Esto quiere decir que con los datos introducidos en HOMER este ofrece la mejor alternativa económicamente hablando que hace referencia a la instalación con las características seleccionadas en el trabajo anteriormente.

Como conclusión se establece que la mejor opción es la primera, obteniendo una **potencia producida por paneles de 20 kW con un inversor de una potencia de 20 kW.**

## 4 Diseño de la instalación

En el siguiente apartado se va a encontrar una descripción de los productos que van a formar parte de la instalación justificando estos con cálculos, así como también se va a encontrar el diseño de las conexiones y distribución sobre la cubierta junto a sus justificaciones.

### 4.1 Comparativa módulos fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son una pieza clave para la instalación ya que son los responsables de generar la energía eléctrica para cubrir la demanda.

Los paneles fotovoltaicos más atractivos son los que poseen mayor eficiencia ya que la potencia por metro cuadrado que estos pueden generar es un factor importante a tener en cuenta, en la instalación también es importante las dimensiones de estos así como el precio que poseen.

A pesar de que la potencia ha sido un factor de decisión, también se ha interpuesto el límite en 550W ya que a mayores potencias también es mayor la intensidad de salida y esto puede ser un problema para encontrar un inversor.

Para establecer el panel fotovoltaico que se instalará en la cubierta se han escogido 4 opciones que se van a comparar a continuación:

1. Panel solar Longi 455W LR4-72HPH
2. Panel solar Trina Solar 500W Mono Perc TSM-DE18M(II) VERTEX Series
3. Panel solar Swn Power MAX6-440-E3-AC
4. Panel Solar JA Solar 550W Monocristalino JAM72S30-550/MR

Donde las características de estos paneles se muestran en la tabla 4.1

OPCIONES	LONGI	TRINA SOLAR	SUN POWER	JA SOLAR
EFICIENCIA (%)	20,9	20,7	22,8	21,3
POTENCIA (W)	455	500	440	550
CANTIDAD	44	40	46	37
DIMENSIONES (mm)	2094 X 1038	2187 X 1102	1872 X 1032	2278 X 1134
PRECIO UNIDAD (€)	190,17	240,84	464,89	196,92
PRECIO TOTAL (€)	8367,48	9633,6	21384,94	7286,04

Tabla 4.1 Posibles paneles fotovoltaicos para la instalación [Fuente: Technosun.com]

En la tabla 4.1 la cantidad de paneles fotovoltaicos viene determinada por el siguiente cálculo y se aproxima al número entero más alto.

$N^{\circ}$  de paneles = potencia instalación (kW) / potencia del panel (kW) (1)

Siendo la potencia instalada de 20kW y la potencia de los paneles la estipulada en la tabla 3.2 para cada opción.

Si analizamos la tabla 4.1 vemos que el que posee mayor eficiencia, el Sun Power, también es el más costoso al necesitar un mayor número de paneles y porque cada panel cuesta el doble que el de las demás opciones por lo que esta opción queda descartada.

Con esa opción descartada y observando que las demás son bastante parecidas se pasaran a filtrar las opciones por la eficiencia que poseen donde el JA Solar es la mejor opción además de la más económica y con el panel más grande. Esto puede tomarse como una desventaja pero comparado el tamaño con las demás opciones la diferencia tampoco es demasiado notoria como para afectar en la distribución planeada.

Por tanto la opción escogida es la 4, obteniendo además una buena relación calidad precio ofreciendo unas garantías de 25 años aproximadamente como las del estudio realizado en HOMER del Anexo 1 y la marca es reconocida en el mercado.

Dicho producto es el mostrado en la figura 4.1 junto con la tabla 4.2 donde se explican las características de este descritas en su ficha técnica.

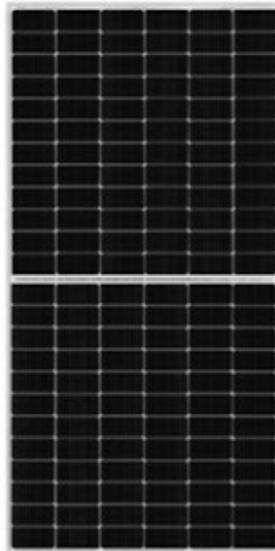


Figura 4.1 Panel Solar JA Solar 550W Monocrystalino JAM72S30-550/MR [Fuente: Technosun.com]

JA SOLAR	
POTENCIA MÁXIMA [W]	550
VOLTAJE CIRCUITO ABIERTO (Voc) [V]	49,9
VOLTAJE A MÁXIMA POTENCIA (Vmp) [V]	41,96
INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (Isc) [A]	14
INTENSIDAD DE MÁXIMA POTENCIA (Imp) [A]	13,11
EFICIENCIA DEL MÓDULO [%]	21,3
PODER DE TOLERANCIA	0+5W
COEFICIENTE TÉRMICO DE Isc	0,045 %/°C
COEFICIENTE TÉRMICO DE Voc	-0,275 %/°C
COEFICIENTE TÉRMICO DE Pmax	-0,35 %/°C
PARAMETROS FÍSICOS	
Nº DE CELULAS	144
LONGITUD (mm)	2278 ± 2
ANCHO (mm)	1134 ± 2
ESPESOR (mm)	30 ± 1
CONDICIONES DE OPERACIÓN	
RANGO DE TEMPERATURAS DE OPERACIÓN	[-40,+85]°C

Tabla 4.2 Características de Panel Solar JA Solar 550W Monocristalino JAM72S30-550/MR [Fuente: Technosun.com]

#### 4.2 Distribución de los módulos

En el siguiente apartado se compara entre la colocación de los módulos en vertical y en horizontal analizando cuál de las dos es la mejor opción para la posición, así como la distribución que estos tendrán en la cubierta de la nave 1 y 2 vista.

Una característica a tener en cuenta es la sombra que los paneles producen sobre otros paneles por eso es fundamental saber cuál es la distancia mínima que hay que separar sus filas para evitar esta situación.

Para este cálculo se ha consultado el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE ya que proporciona la información para calcular la distancia mínima para garantizar que no se produzcan sombras durante las 4 horas del mediodía del solsticio de invierno.

Como la nave 1 y 2 tienen una cubierta a dos aguas con una inclinación de 12°, este es un dato que se ha de tomar en cuenta ya que la inclinación de los paneles fotovoltaicos es la característica principal para la generación. En el caso de la instalación en los faldones de las cubiertas la inclinación se ha determinado que será de 35°, esto quiere decir que el ángulo que tendrá el panel con la cubierta ha de ser de 23° para que respecto al horizonte completen los 35° óptimos como se muestra en la figura 4.2

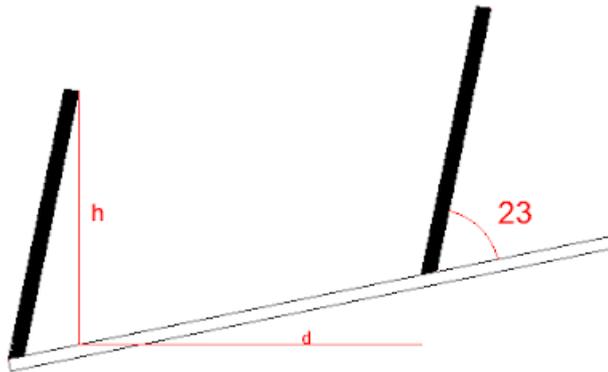


Figura 4.2 Distancia entre paneles en la cubierta inclinada

La fórmula que determina la distancia es la siguiente:

$$d = k * h \quad (2)$$

Donde  $d$  hace referencia a la distancia mínima de las filas de paneles fotovoltaicos,  $k$  es un factor adimensional que depende de la latitud representado en la siguiente ecuación:

$$k = 1/\tan(61^\circ - \text{latitud}) \quad (3)$$

Siendo la latitud de la localización  $39,6752778^\circ$  y sustituyendo este dato en la ecuación (3) la  $k = 2,5616$ .

Y finalmente la  $h$  hace referencia a la altura relativa de la fila con la siguiente siendo la siguiente expresión:

$$h = l * \sin(23^\circ) \quad (4)$$

En dicha expresión la  $l$  corresponde a la longitud del panel y esta dependerá de si está en la posición vertical o en la horizontal.

Para el cálculo de la distancia en la zona plana de la cubierta de la nave 1 el ángulo de inclinación será de  $30^\circ$  como se ha comentado anteriormente siendo los cálculos iguales, pero en la ecuación (4) el ángulo no será  $23^\circ$  sino  $30^\circ$  como muestra la figura 4.3.

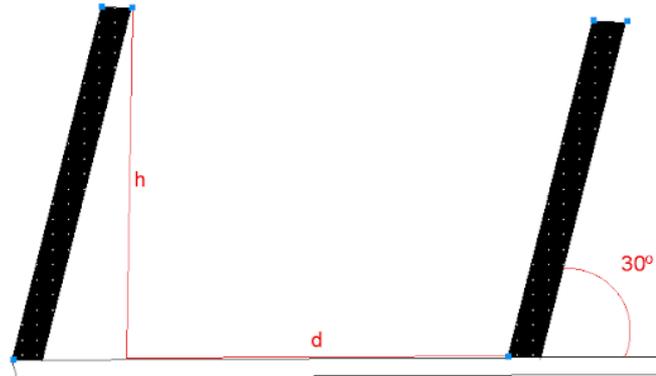


Figura 4.3 Distancia entre paneles en la cubierta plana

#### 4.2.1 Distribución horizontal

- Inclinación de 35° en faldón de cubierta

En este caso el ancho supone 1134 mm que corresponden con 1,134 m. Si sustituimos este dato en la ecuación (4) se obtiene una altura de 0,443 m y este dato introducido en la ecuación (2) da una distancia de 1,135 m.

La longitud del panel inclinado 23° proyecta una longitud sobre la cubierta de 1,110 m ya que la cubierta está inclinada 12° que sumados a la distancia entre paneles hacen 2,224 m.

Esta opción sí que permite poner 2 filas de paneles ya que de cumbrera a alero tenemos una distancia de 5,39m. Los paneles en esta posición ocupan una longitud total de 84,3 m contando todos los paneles necesarios. Entre la longitud de borde lateral a borde lateral de cada nave tenemos un aproximado de 42 m entre las dos naves con lo que serían necesario 2 filas y poner otra más en la zona plana de la cubierta de la nave 1 (esto sin contar los espacios entre soportes).

- Inclinación de 30° en cubierta plana

En este caso el ancho supone 1134 mm que corresponden con 1,134 m. Si sustituimos este dato en la ecuación (4) obtenemos una altura de 0,567 m y este dato introducido en la ecuación (2) da una distancia de 1,452 m.

Al tratarse de una superficie plana 1,452 será la distancia que tienen los paneles solares en horizontal. Esta no permite poner muchos paneles en fila ya que las dimensiones de la cubierta plana no lo permiten.

#### 4.2.2 Distribución vertical

- Inclinación de 35° en faldón de cubierta

Según las características del panel fotovoltaico elegido para la instalación visto en el apartado 4.1 de largo tiene 2278 mm que suponen 2,278 m. Si se sustituye este dato en la ecuación (4) se obtiene una altura de 0,89008 m y este dato introducido en la ecuación (2) da una distancia de 2,27 m.

La longitud del panel inclinado 23° proyecta una longitud sobre la cubierta de 2,23 m por la inclinación del faldón de 12° que sumados a la distancia entre paneles hacen 4,508 m.

Teniendo en cuenta que el faldón de la cubierta de cumbrera a alero tiene una longitud de 5,39 m no es posible meter otra fila con menos de un metro que es el espacio que queda. Además de un borde lateral a otro de la cubierta hay 42m aproximadamente como ya se ha comentado, si multiplicamos el ancho por el número total de paneles nos da una longitud de 41,96 m con lo que se podrían instalar todas en las cubiertas inclinadas en una sola fila a excepción de una placa en la zona plana para que no quede tan justo

- Inclinación de 30° en cubierta plana

En este caso si sustituimos este dato en la ecuación (4) obtenemos una altura de 1,139 m y este dato introducido en la ecuación (2) da una distancia de 2,91 m.

Al poner los paneles en vertical sí que tenemos la posibilidad de poner más filas y varios módulos por varias filas aunque hay que tener en cuenta el estudio de sombras realizado.

#### 4.2.3 Distribución elegida

Analizados los cálculos, la disposición elegida es en vertical ya que concluye en una única fila. Se decide instalar haciendo referencia a la figura 3.7 en la zona 1 se instalarán un total de 18 placas sumando 20,41 para dejar unos huecos entre los paneles y los bordes laterales para disimular las placas a la vista de la gente que se encuentre en la calle. En la zona 2 se instalarán 3 paneles siendo una longitud de 3,4m de forma que la sombra que produce la cumbrera los afecte lo menos posible y finalmente en la zona 3 se instalarán 16 paneles con una longitud total de 18,144m como muestra la figura 4.4.

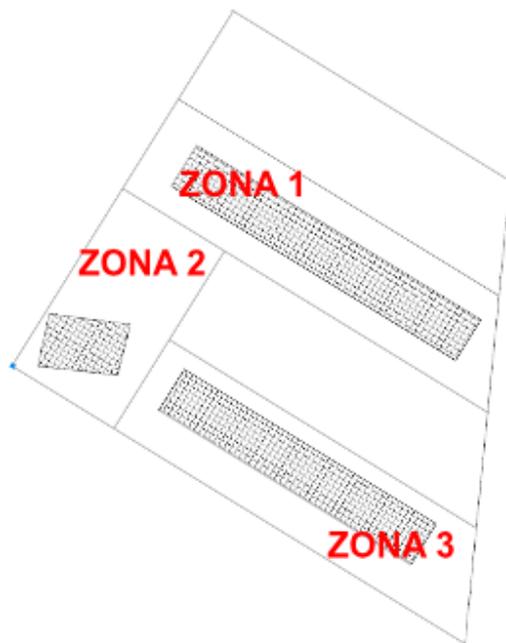


Figura 4.4 Distribución de los paneles en las cubiertas [Fuente: Autocad]

### 4.3 Inversor

En una instalación fotovoltaica el inversor juega un papel fundamental junto a los paneles fotovoltaicos ya que este es el encargado de transformar la corriente continua que viene de los paneles en corriente alterna. Además de esto ofrecen la posibilidad de monitorizar la instalación además de regular la intensidad y la tensión para obtener un mejor rendimiento.

Para encontrar un inversor que encaje en la instalación ha de tener una serie de características, la primera es que sea de la potencia adecuada que en este caso era de 20 kW como ya se estudió. La segunda es la intensidad de entrada que admiten los inversores la cual en este caso ha de ser mayor a 13,11 A que es la de las placas fotovoltaicas escogidas para la instalación así como también ha de ser mayor para la intensidad de cortocircuito que es de 14 A.

Por eso un inversor que cumple estas características es el **Inversor Red FRONIUS Symo 20-3-M 20kW** mostrado en la figura 4.5 el cual se describe en la tabla 4.3 incorporando 2 MPPT que lo hace adecuado para este rango de potencia y la cantidad de paneles de la instalación.



Figura 4.5 Inversor red fornius symo 20-3-M 20 kW [Fuente: Autosolar.es]

Este posee las características que se muestran a continuación en la tabla 4.3

DATOS DE ENTRADA	
NÚMERO DE SEGUIDORES MPP	2
MÁX. CORRIENTE DE ENTRADA [A]	33/27
MÁX. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [A]	68/56
RANGO DE TENSIONES DE ENTRADA CC [V]	200-1000
TENSIÓN DE PUESTA EN SERVICIO [V]	200
RENGO DE TENSION MPP [V]	200-800
MÁX. SALIDA DEL GENERADOR FV [KW]	30
DATOS DE SALIDA	
POTENCIA NOMINAL CA [W]	20000
MÁX. POTENCIA DE SALIDA [VA]	20000
CORRIENTE DE SALIDA CA [A]	28,9
FACTOR DE POTENCIA	0-1 ind/cap
DATOS GENERALES	
DIMENSIONES [mm]	725x510x225
MÁX. RENDIMIENTO [%]	98,1

Tabla 4.3 Características del inversor seleccionado [Fuente: Autosolar.es]

Por lo que este cumple las características anteriormente comentadas perfectamente además como veremos posteriormente se gastaran las dos entradas MPP que posee el inversor.

El inversor se situará en un ambiente seco, sin polvo y sin humedad en el interior de la nave. Para conectar los paneles al inversor se buscará la entrada por la que entran los cables de la red en la fachada, se realizará un agujero en la fachada colindante al agujero de la red y se introducirán los cables para llevarlos al inversor que estará a 2m del suelo.

#### 4.4 Soportes para los módulos fotovoltaicos

La finalidad de los soportes es que el panel fotovoltaico esté fijo en la superficie donde va a permanecer y con la inclinación deseada.

##### 4.4.1 Zona de cubierta inclinada

En este caso la inclinación que han de tener los paneles con respecto al horizonte es de  $35^\circ$  pero como la cubierta ya tiene una inclinación de  $12^\circ$ , estos han de tener  $23^\circ$ , como muestra la figura 4.6, por lo que habrá que buscar unos soportes con esta inclinación o en su defecto unos que sean regulables y fijarlos en  $23^\circ$ .

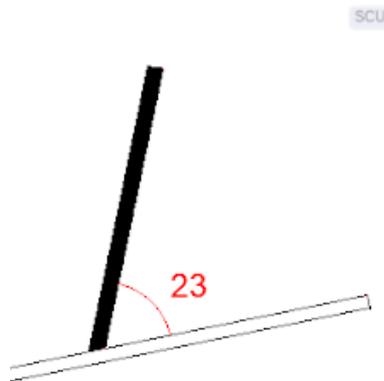


Figura 4.6 Angulo de los paneles en cubierta inclinada

Además de esto los soportes se construyen con diferentes anclajes según la superficie sea plana, metálica, de teja, etc. En este caso se trata de una cubierta metálica por lo que las fijaciones a la superficie han de tener las características adecuadas.

Con esto se sabe que los soportes adecuados han de ser con fijaciones para chapa metálica, que sean regulables o con inclinación fija a  $23^\circ$  y que soporte las medidas del panel de  $2278 \times 1134 \times 30$  mm y con la intención de instalar 15 paneles fotovoltaicos.

Un producto que cumple estas características es el **soporte inclinado cubierta metálica regulable de  $20^\circ$  a  $35^\circ$  13v - vertical** mostrado en la figura 4.7.



**Figura 4.7** Soporte inclinado cubierta metálica regulable de 20° a 35° 13v – vertical [Fuente: Bricoelige.com]

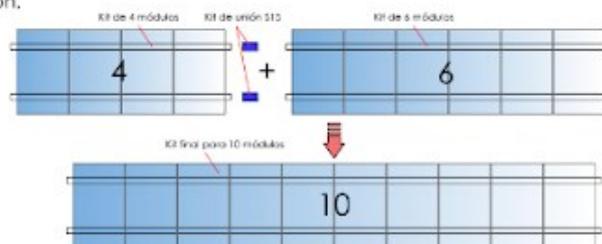
Este es regulable de 20 a 35° y acepta módulos de hasta 2279 x 1150 mm con espesores de entre 30 y 45 mm y con la capacidad de soportar vientos de hasta 150 km/h.

El fabricante vende estos soportes con la opción de poner de 1 a 6 paneles fotovoltaicos por soporte dependiendo de la instalación, cuanto mayor sea la capacidad del soporte a proporción sale más económico, con la posibilidad de unir varios soportes entre si con el kit de unión S15 mostrado en la figura 4.8 y un ejemplo de cómo sería la unión entre soportes de x módulos es la figura 4.9 mostrada a continuación.



**Figura 4.8** Kit de unión S15 [Fuente: Bricoelige.com]

Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



**Figura 4.9** Ejemplo de unión de diferentes soportes [Fuente: Bricoelige.com]

La distribución de la zona 1 según la figura 4.5, la componen 18 placas por lo que se opta por empalmar con el kit de unión S15 tres soportes de 6 módulos cada uno haciendo un total 20.41m.

Según el fabricante no se recomienda que la hilera de paneles supere los 20 m por las posibles dilataciones, pero otra configuración sería comprar un soporte más adicional con otro kit de unión lo que encarece la instalación. Además, estos márgenes establecidos por el fabricante suelen ser orientativos y por un exceso de 40 cm no supone un problema.

Mientras que la distribución de la zona 3 según la figura 4.5 la componen 16 placas por lo que se opta por empalmar con el kit de unión S15 dos soportes de 6 módulos cada uno con uno de 4 módulos haciendo una longitud total de 18.144m.

Los soportes se fijan a la superficie anclándose a las correas de la cubierta como representa la figura 4.10, incorporando en la compra de los soportes todo lo necesario para instalarlo.

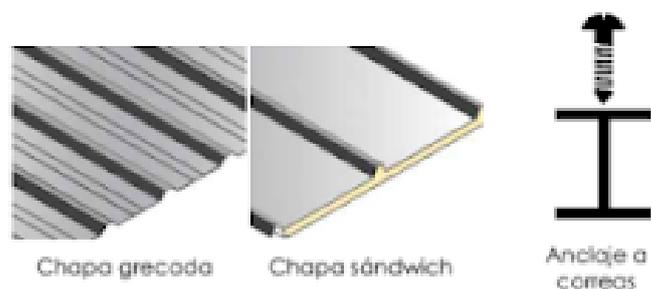


Figura 4.10 Representación de anclado a correas [Fuente: Bricoolige.com]

#### 4.4.2 Zona de cubierta plana

La distribución de la zona 2 según la figura 4.5, la componen 3 placas por lo que se opta por un soporte de tres módulos cada uno haciendo un total 3,4m.

#### 4.5 Conexión de los paneles fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se pueden conectar entre sí en serie formando un Sting o en paralelo. **En la instalación hay un total de 37 paneles los cuales por su intensidad se ha decidido conexionarse en forma de Sting(en serie)**, es decir, de forma que el polo positivo de un panel se conecta al negativo de otro panel y viceversa obteniendo al final un positivo y un negativo que irán conectados al inversor.

Aunque como se verá posteriormente se dividen en dos ramas, una de 19 paneles en total que serán los instalados en la nave 1 y otra de 18 paneles en total que serán los instalados en la nave 2. Cada rama se conectará a cada seguidor MPP del inversor.

Esto es porque si la conexión fuese en paralelo la intensidad irá aumentando conforme más paneles fotovoltaicos hay conectados siendo esta posiblemente superior a la que el inversor es capaz de trabajar, siendo la intensidad en serie la de un solo panel.

De otra forma al estar conectados en serie lo que se consigue es que la tensión aumenta hasta el punto de ser la suma de la tensión de cada uno de los paneles, esto sí que es posible asumirlo ya que el inversor trabaja con grandes rangos de tensiones de entrada siendo el máximo de 1000 V.

Para demostrar esto se van a realizar cálculos de la tensión e intensidad de entrada al inversor.

#### 4.5.1 Tensión de entrada

Para hacer los cálculos en referencia a la tensión de entrada se ha de tener claros los datos que proporcionan los fabricantes de los módulos fotovoltaicos y el inversor escogido en la tabla 4.4 y además, como se ha comentado anteriormente, que los paneles fotovoltaicos van a estar conectados en serie.

Lo que se busca en este apartado es obtener la tensión en la que trabajan los módulos cuando estos están a máxima potencia.

Primero se multiplica el voltaje máximo de cada módulo por el número de estos que habrá en cada rama de la instalación. Seguidamente se ha de comprobar que esta tensión se establece dentro del rango entre la máxima tensión de entrada y la mínima tensión de puesta en servicio, a la vez que ha de ser cercana a la tensión nominal para que el inversor trabaje cerca de su rendimiento máximo.

Para proceder a este cálculo también se ha de tener en cuenta los posibles efectos de la temperatura en la tensión de salida de los módulos. Para esto se hace referencia a la ecuación (4) para establecer la temperatura a la que los módulos están trabajando.

$$T_c = T_a + I \cdot \text{INOCT} * (\text{TNOCT} + T_a \text{NOCT}) \quad (5)$$

A continuación se definen los parámetros de la ecuación (5):

- $T_a$ : Se trata de la temperatura ambiente más baja en el año ya que con estas se alcanzan las tensiones más elevadas. Según los últimos datos del PVGIS esta ocurrió el 13 de enero a las 8 con un valor de 5.47°C.
- $I$ : Se trata de la radiación incidente en el plano del panel con un valor de 7.25 W/m<sup>2</sup>
- $\text{INOCT}$ : Según la ficha técnica del panel fotovoltaico este dato son 800 W/m<sup>2</sup>.
- $T_a \text{NOCT}$ : Según la ficha técnica del panel fotovoltaico este dato son 20 °C.

- TNOCT: Según la ficha técnica del panel fotovoltaico este dato son 452 °C y dependiendo de lo que se quiera calcular actuará como 43 °C o 47°C.

PANELES FOTOVOLTAICOS	
VOLTAJE A MÁXIMA POTENCIA (Vmp) [V]	41,96
VOLTAJE CIRCUITO ABIERTO (Voc) [V]	49,9
COEFICIENTE TÉRMICO DE Voc ( $\beta_{Voc}$ )	-0,275 %/°C
INVERSOR	
RANGO TENSIONES ENTRADA [Vmin-Vmax]	200-1000
TENSION DE PUESTA EN SERVICIO [V]	200
RANGO TENSIONES MPP [Vmin-Vmax]	200-800

Tabla 4.4 Características de tensión de las placas y el inversor escogidos [Fuente: Catálogos elementos instalación]

#### 4.5.2 Máxima tensión de entrada

En este caso para calcular la temperatura a la que trabaja el panel, el parámetro TNOCT de la ecuación (5) pasa a ser 43°C siendo el peor caso de los posibles. Sustituyendo los parámetros en la ecuación (5) y para dichas condiciones la temperatura de trabajo de los paneles fotovoltaicos es de 6,04 °C.

Ahora se analizará el máximo voltaje teórico (Voc) teniendo una temperatura diferente a los 25 °C, establecidos por la ficha técnica de la placa. Para ello se hará uso de la siguiente ecuación:

$$V'_{oc} = Voc + (Voc * \beta_{Voc} * (T_c - 25)) = 49.9 + (-0.275 * 49.9 * (6.04 - 25)) \quad (6)$$

Dando un total de 52,5 V por panel fotovoltaico que multiplicado por los 19 paneles de la primera rama hacen un total de 997,5 V que se encuentra por debajo de la tensión máxima de entrada, a priori puede parecer que se encuentra demasiado cerca del límite pero los datos de los inversores cuentan con unos márgenes siendo el límite real aproximado de 1120V mientras que la segunda que cuenta con 18 paneles ofrece una tensión máxima de 945,03V cumpliendo también con los límites establecidos.

#### 4.5.3 Mínima tensión de entrada

Las mínimas tensiones de entrada aparecerán cuando la temperatura del ambiente y la radiación son elevadas, por este motivo se calculará con el voltaje a máxima potencia del panel (Vmp) y ahora se usa una TNOCT de 47 °C con una

temperatura ambiente de 40 °C y una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> dando una T<sub>c</sub> de 89,22°C .

Además de esto se supondrá que el coeficiente térmico para la tensión en circuito abierto va a ser el mismo que para la máxima potencia obteniendo la siguiente ecuación.

$$V'_{mp} = V_{mp} + (V_{oc} * \alpha_{V_{oc}} * (T_c - 25)) = 41.96 + (-0.275100 * 41.96 * (89.22 - 25)) \quad (7)$$

Dando un total de 34,54 V por panel fotovoltaico que multiplicado por los 19 de la primera rama de la instalación dan un total de 656,44 V siendo mayor que la tensión mínima aceptada por el inversor al igual que la segunda rama con 18 paneles siendo la tensión total de 621,89V por lo que hay bastante margen para que se funcione con el máximo rendimiento en días con condiciones extremas.

#### 4.5.4 Cálculo intensidad de entrada

Una vez calculada la tensión de entrada máxima y mínima es el turno de intensidad de entrada, esta al estar en la instalación en conexión Sting en serie será únicamente la que sale por un módulo fotovoltaico y no será necesario multiplicarlo por el número de módulos que hay en la instalación.

Para este cálculo serán necesarios los datos de la tabla 4.5 sacados de las fichas técnicas del inversor y la placa fotovoltaica elegidos.

<b>PANELES FOTOVOLTAICOS</b>	
INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (I <sub>sc</sub> ) [A]	14
INTENSIDAD DE MÁXIMA POTENCIA (I <sub>mp</sub> ) [A]	13,11
COEFICIENTE TÉRMICO DE I <sub>sc</sub> (β <sub>I<sub>sc</sub></sub> )	0,045 %/°C
<b>INVERSOR</b>	
MÁX. CORRIENTE ENTRADA [A]	33/27
MÁX. CORRIENTE DE CORT. PARA MPP [A]	68/56

Tabla 4.5 Características de intensidad de las placas y el inversor escogidos [Fuente: Catálogos elementos instalación]

En este apartado el T<sub>c</sub> será 89,22, el mismo que para la mínima tensión de entrada simulando un día en condiciones extremas ya que así obtendremos la máxima intensidad posible. La intensidad se calculará con la siguiente ecuación:

$$I'_{sc} = I_{sc} + (\beta_{I_{sc}} * I_{sc} * (T_c - 25)) = 14 + \left( \frac{0.045}{100} * 14 * (89.22 - 25) \right) = 14,40 \text{ A} \quad (8)$$

Como la intensidad resultante de la ecuación (8) es 14,4 A es menor que la máxima corriente de entrada en el inversor, este va a ser más que capaz de soportar la intensidad que proviene de los paneles.

## 5 Dimensionado de consuctores

Respecto al cableado que tendrá la instalación se va a dividir en dos grupos: el cableado de CC y el cableado de CA. Dicho esto, el cableado se ha de diseñar según el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) y estará representado por el diagrama unifilar en la sección de planos de este documento.

El REBT establece que el cableado en las instalaciones ha de estar diseñado para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima del generador. Paralelamente a esto, la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y el generador ha de ser inferior al 1,5%

A continuación se redactan las diferentes características específicas en cuanto al cableado que se deberá usar en la instalación junto con los cálculos necesarios.

### 5.1 Cableado y elementos auxiliares para corriente continua

Los paneles fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua por lo que los conductores que van a transportar este tipo de corriente lo harán desde los paneles (generadores) hasta la entrada de corriente continua del inversor.

El cableado se va a dimensionar respecto al cumplimiento del criterio térmico y del criterio de caída de tensión.

#### 5.1.1 Longitud para el cableado de CC

Para establecer la longitud de cable necesaria partimos de que en la zona 1 según la figura 4.5 los paneles suman una longitud de 20,41m, en la zona 2 unos 3,4m y en la zona 3 unos 18,144m.

La entrada de los cables a la nave se realizará como se ha comentado anteriormente mediante un agujero colindante al de la entrada de los cables que provienen de la red, el cual está situado en la fachada de la nave 2 un metro por debajo desde donde empieza la cubierta y a 8,75 m desde la unión de las naves 1 y 2.

Para establecer la longitud, la instalación fotovoltaica se va a dividir en 2 ramas. La rama 1 estará compuesta por los paneles de la zona 3 y 2 según la figura 4.5, por otra parte, la rama 2 estará compuesta por los papeles de la zona 1.

De la entrada de la nave al inversor hay un total de 7,5m de longitud de cable. Esto supone que la longitud de cableado de la **rama 1** es de 48,6 al cual se le da 1m de auxiliar siendo el total de **49,6m**.

Para la **rama 2** la longitud es más pequeña ya que la entrada a la nave se encuentra más cerca. En esta rama se cuenta la longitud de los paneles de 20,41m, los 7,5 m hasta la entrada de los cables en la nave y los 7,5 para el inversor sumados al metro auxiliar hacen un total de **36,41m**.

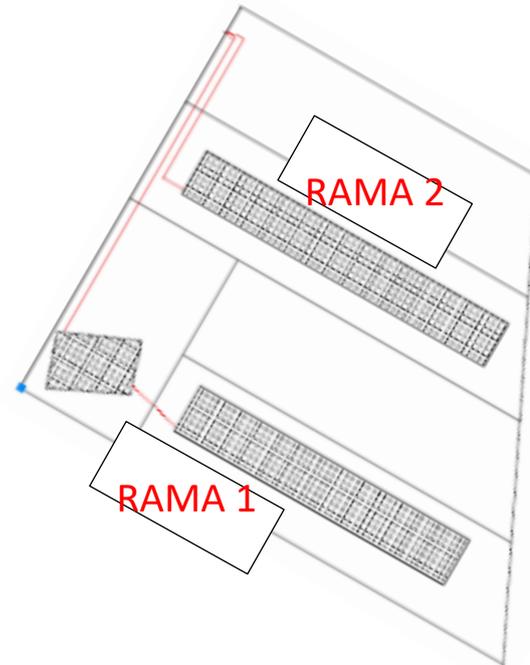


Figura 5.1 Cableado de CC en las cubiertas

Hay que destacar que como tanto la rama 1 como la rama 2 entran al interior de la nave por el mismo sitio por lo que el recorrido de los cables será el siguiente: la rama 1 circulara sola un total de 35,6m y hasta el inversor estarán las dos ramas juntas unos 15m cada una en su correspondiente tubo corrugado pero pegado como se aprecia en la figura 5.1.

### 5.1.2 Aplicación del criterio térmico en CC

Para este criterio se tiene en cuenta que la máxima corriente se trata de la corriente de máxima potencia de los paneles ( $I_{mp}$ ) y que según el reglamento electrotécnico de baja tensión se ha de multiplicar por 1,25. Esto es porque en este criterio se necesita saber la corriente de diseño de la instalación ( $I_B$ ) además de el factor de corrección  $k = k_A * k_T * k_\rho$

De este factor se puede distinguir:

- Coeficiente de temperatura ( $k_T$ ): Es necesario para cuando las temperaturas del ambiente son distintas a 40°C. En este caso y considerando una temperatura de 60°C (temperatura de un conductor expuesto al sol) este coeficiente tiene un valor para XLPE de 0,71 como se ve en la tabla 5.1.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>b</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

<sup>a</sup> Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

**Tabla 5.1** Coeficiente de temperatura para la situación de la instalación en CC [Fuente: A Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

- Coeficiente de resistividad del terreno ( $k_{\rho}$ ) : Tiene un valor de 1 puesto que los cables no están enterrados.
- Coeficiente de agrupamiento ( $k_A$ ) : Los cables van a ir bajo tubo y no al aire libre. Como se ha explicado anteriormente durante una longitud determinada los tubos de la rama 1 y 2 irán juntos hasta el inversor, el tramo inicial de cada rama va solo un circuito y en la entrada del inversor se encuentran las dos ramas junto con el circuito de CA, escogiendo los valores de la tabla 5.2, mientras que los cables de la red no se consideran a pesar de que pasen por un agujero colindante ya que la longitud en la que están juntos es de 1,5m por lo que al ser inferior a 2 metros no se tendrá en cuenta.

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares												Para usarse con las corrientes admisibles, referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

**Tabla 5.2** Coeficiente de agrupamiento para la situación de la instalación en CC [Fuente Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

Como los cables de cada rama van aislados y van sobre cubierta y pared se consideran conductores, como representa la tabla 5.3, de categoría B1.

4		Conductores aislados o cables unipolares en tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo <sup>c</sup>	B1
---	--	--	----

Tabla 5.3 Categoría para la situación de la instalación en CC [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

1. Rama 1: Esta rama se va a dividir en 3 tramos, el A por el que solo circula el cableado de la rama 1 donde ( $k_A=1$ ), el tramo B por el que circula también el cableado de la rama 2 ( $k_A=0,8$ ) y un tramo C donde esta en contacto con la rama 2 y el circuito de CA ( $k_A=0,7$ ). Esta descripción se aplicará para los cálculos posteriores de igual forma tal y como se muestra en la figura 5.2.

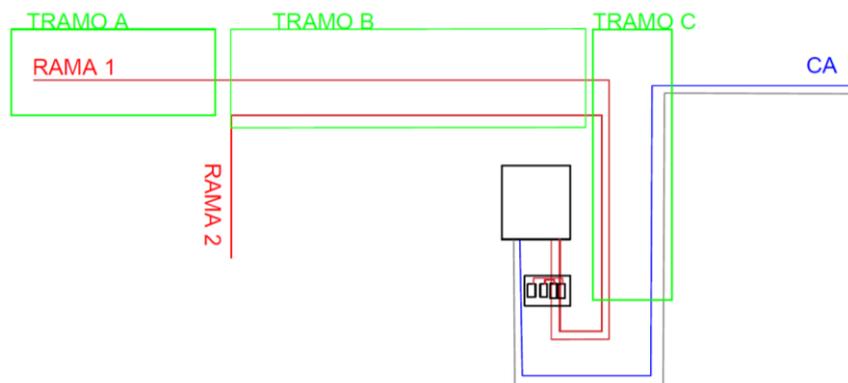


Figura 5.2 Tramos que componen la rama 1 en CC

- Tramo A

$$k = k_A * k_T * k = 1 * 0,71 * 1 = 0,71 \quad (9)$$

$$I_B = I_{mp} * 1,25 = 13,11 * 1,25 = 16,39 A \quad (10)$$

$$\frac{I_B}{k} = 23,08 A \quad (11)$$

Teniendo en cuenta de que se trata de un circuito de categoría B1 de cables bipolares de cobre y aislante XLPE las tablas dan una **intensidad de 31A y una sección de 2,5 mm<sup>2</sup>**

- Tramo B

$$k = k_A * k_T * k = 0,8 * 0,71 * 1 = 0,568$$

$$\frac{I_B}{k} = 29 A$$

Por lo que la intensidad y la sección van a ser las mismas que para el Tramo A.

- Tramo C

$$k = k_A * k_T * k = 0.7 * 0.71 * 1 = 0,497$$

$$\frac{I_B}{k} = 32,97$$

Por lo que la **intensidad ahora será de 42 A con una sección de 4 mm<sup>2</sup>. Como esta es la configuración más restrictiva, se escogerá esta para el criterio térmico.**

2. Rama 2: Puesto que esta cumple las mismas condiciones que la Rama 1, esta rama se va a dividir en 3 tramos, el A por el que solo circula el cableado de la rama 2 donde ( $k_A=1$ ), el tramo B por el que circula también el cableado de la rama 1 ( $k_A=0,8$ ) y el del tramo C donde está en contacto con la rama 1 y el circuito de CA ( $k_A=0,7$ ), teniendo iguales características **la intensidad será de 42 A y la sección de 4mm<sup>2</sup>**

Aunque como se ver posteriormente por el criterio de caída de tensión al aumentar la sección a 6mm<sup>2</sup> **la intensidad en tablas pasa a ser 51 A**

### 5.1.3 Aplicación del criterio de caída de tensión en CC

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión en una instalación la mayor caída de tensión que ha de haber es de un 1,5%, esta se ha de cumplir entre el generador y el punto de interconexión a la red.

Para realizar este cálculo se usará la siguiente expresión:

$$S \geq \frac{2 * I_{mp} * L}{\rho * \epsilon * U_{mp}} \quad (12)$$

Donde:

- Sección (S) : la sección del conductor
- Intensidad de máxima potencia (Imp) : 16,3875 A ya que se multiplica la Imp (13,11 A) que proviene de los paneles por 1,25 para cumplir con el REBT y hacer el criterio más restrictivo.
- Conductividad ( $\rho$ ): conductividad que tiene el cobre, que al tratarse de aislante XLPE, se calculará a 90° C dando un valor de 45,49 m/ $\Omega$ mm<sup>2</sup>

- Caída de tensión ( $\epsilon$ ): Entre el circuito de CC y el de CA ha de haber un total de 1,5% de caída de tensión. Por esta razón para la CC se ha de buscar un conductor con una caída de tensión que deje margen hasta llegar a este valor.
- Tensión de máxima potencia de la instalación ( $U_{mp}$ ) :  $41,96 \text{ V} * \text{N}^\circ$  de paneles de cada rama proporcionados por los paneles solares.
- Longitud (L) : Se trata de la longitud que tendrá el circuito.

1. Rama 1 : En este caso en número de paneles solares es de 19 paneles fotovoltaicos en total por lo que  $U_{mp}=797,24 \text{ V}$ , donde  $L=49,6$

$$S \geq \frac{2 * 16,3875 * 49,6}{45,49 * \frac{1,5}{100} * 797,24} = 2,98 \text{ mm}^2$$

Como se ve el criterio de caída de tensión ha dado una sección menos que la dada en el criterio térmico. Por tanto para escoger una sección apropiada para la línea la primera opción es optar por la establecida por el criterio térmico que corresponde a  $4 \text{ mm}^2$  ya que esta es mas restrictiva.

No obstante, se va a decidir **establecer una sección de  $6 \text{ mm}^2$**  ya que es la sección mínima por normativa según *tecnossolab.com* además esta sección ofrece una caída de tensión del 0,597% lo que da más margen hasta llegar al 1,5% establecido por el REBT y poder dimensionar el tramo de CA con mayor facilidad hasta llegar a este 1,5%.

2. Rama 2 : En este caso en número de paneles solares es de 18 paneles fotovoltaicos por lo que  $U_{mp}=755,28 \text{ V}$ , donde  $L=34,41$

$$S \geq \frac{2 * 16,3875 * 36,41}{45,49 * \frac{1,5}{100} * 755,28} = 2,31 \text{ mm}^2$$

Para esta rama ocurre lo mismo que para la rama 1, la sección de  $2,31 \text{ mm}^2$  establecida por el criterio e caída de tensión es menos restrictiva que la del criterio térmico por lo que se decide establecer para **la rama 2 la sección de  $6 \text{ mm}^2$**  para cumplir con las mismas condiciones explicadas para la rama 1. **Disminuyendo la caída de tensión a un 0,437%** para esta sección.

#### 5.1.4 Elección escogida para CC

El cable escogido será el que se use para conectar los módulos entre sí al igual que para conectar los módulos con el inversor, este será el mismo para las dos ramas de la instalación.

Este cable es el **Cable Unipolar Flexible RV-K 0.6/1KV 6mm** que se muestra en la figura 5.3 el cual dispone de todas las características deseadas para la instalación. Este cable se encontrará al aire libre dentro de un tubo corrugado como se detalla posteriormente usando una tonalidad para el positivo y otra para el negativo para diferenciarlos correctamente.



Figura 5.3 Cable Unipolar Flexible RV-K 0.6/1KV 6mm [Fuente: Ilumitec.com]

#### 5.2 Cableado y elementos auxiliares para corriente alterna

Este cableado es el encargado de conectar el inversor con el cuadro general de la instalación. Esta saldrá del inversor y subirá hasta los cables de la red eléctrica para, junto a ellos, llegar al cuadro general de la instalación marcados mediante soportes a la pared. Por lo que durante su recorrido se cruza con los cables del circuito de continua para subir hasta los cables de la red (como se observa en el tramo A de la figura 5.4) para ir hasta el cuadro general.

Para CA se siguen los mismos criterios, el térmico y el de caída de tensión.

##### 5.2.1 Longitud para el cableado de CA

En este caso el circuito sale del inversor y recorre 6m junto con los cables del circuito de CC, siendo un total de 3 circuitos que corresponden al Tramo A y 13,5m junto con el cable de red que llegan a el cuadro general que se encuentra en la otra punta de la nave además de 1 m auxiliar siendo ahora un total de 2 circuitos que corresponden al tramo B. A esto se tiene que sumar que hay que hacer la conexión al cuadro de CA por lo que se sumarán 1,5 m para el cable de neutro y de fase como factor de seguridad, el conductor de protección no hace falta ya que este no tiene por qué pasar por el cuadro de CA.

Esto hace un total de **25,25 m** para el cable tripolar y el neutro así como **23,75** para el cable de protección.

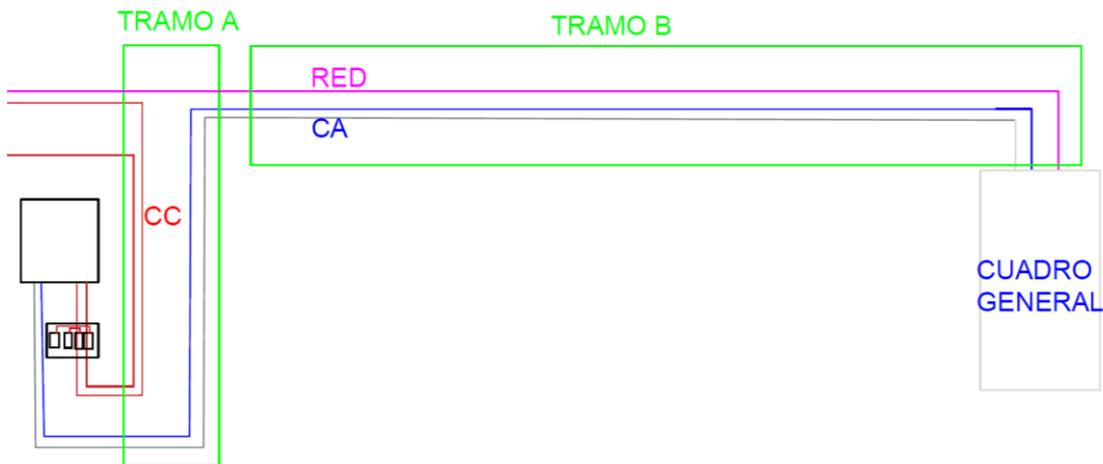


Figura 5.4 Tramos del circuito de CA

### 5.2.2 Aplicación del criterio térmico en CA

Para el criterio térmico en CA el cálculo es idéntico al calculado anteriormente, en este caso la intensidad de diseño  $I_B$  será el  $1,25 * \text{Intensidad máxima del inversor}$ .

$$I_B = 1,25 * 28,9 = 36,125 A$$

Para el factor de corrección  $k = k_A * k_T * k_\rho$

- Coeficiente de temperatura ( $k_T$ ) : En este caso lo estará expuesto directamente a la luz del sol por lo que se va a establecer una temperatura de  $45^\circ\text{C}$  .Por lo demas es igual al anterior, un cable de cobre con aislante XLPE, siendo  $k_T=0,87$  como se ve en la tabla 5.4.

Temperatura ambiente <sup>a</sup> °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>b</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	-	0,65	-	0,70
70	-	0,58	-	0,65
75	-	0,50	-	0,60
80	-	0,41	-	0,54
85	-	-	-	0,47
90	-	-	-	0,40
95	-	-	-	0,32

<sup>a</sup> Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 5.4 Coeficiente de temperatura para la situación de la instalación en CA [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

- Coeficiente de resistividad del terreno ( $k_{\rho}$ ) : Como no se encuentra enterrado este coeficiente sera 1
- Coeficiente de agrupamiento ( $k_A$ ) : Como se ha comentado anteriormente este circuito estará dividido en 2 tramos. El primero que va desde el inversor hasta los cables de red donde hay 3 circuitos (Tramo A), obteniendo de la tabla 5.5 un  $k_A=0,7$  y el segundo tramo va hasta el cuadro general en compañía de los cables de red siendo 2 circuitos en total (Tramo B) donde  $k_A=0,8$

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,0	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Tabla 5.5 Coeficiente de agrupamiento para la situación de la instalación en CA [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

Además puesto que el cable ahora es multipolar en una cubierta pero va sujetos a pared la categoría, como se ve en la tabla 5.6, se trata de la B2

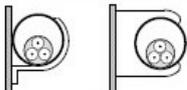
5		Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo <sup>c</sup>	B2
---	---	---	----

Tabla 5.6 Categoría para la situación de la instalación en CC [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

A. Tramo A

$$k = k_A * k_T * k = 0,7 * 0,87 * 1 = 0,609$$

$$\frac{I_B}{k} = 59,31 A$$

Mirando en tablas para un cable multipolar de cobre con aislante XLPE para una categoría de B2 no enterrado da una **intensidad de tablas de 60 A y una sección de 10 mm<sup>2</sup>**.

B. Tramo B

$$k = k_A * k_T * k = 0,8 * 0,87 * 1 = 0,696$$

$$\frac{I_B}{k} = 51,9 A$$

Mirando en tablas para un cable multipolar de cobre con aislante XLPE para una categoría de B2 no enterrado da una **intensidad en tablas de 60 A y una sección de 10 mm<sup>2</sup> igual que para el anterior tramo.**

5.2.3 Aplicación del criterio de caída de tensión en CA

En esta caso cada rama que ha sido conectada al inversor ha llegado con una caída de tensión diferente, para la Rama 1 ha sido del 0,597% y para la Rama 2 ha sido de 0,437%, dicho esto se ha a proceder cogiendo la caída de tensión más restrictiva de 0,597%.

Como el total de la caída de tensión ha de ser de 1,5% en la instalación, para este circuito de CA aún queda una caída de tensión de 0.903% que será la que se usen en los cálculos.

Para estos cálculos se usara la siguiente expresión:

$$S \geq \frac{\sqrt{3} * I_{\text{máx}} * L}{\rho * \epsilon * U} \quad (13)$$

Donde:

- Sección (S) : la sección del conductor

- Intensidad de salida máxima del inversor ( $I_{\text{máx}}$ ) : 28,9 A que proviene el inversor
- Conductividad ( $\rho$ ): conductividad que tiene el cobre, que al tratarse de aislante XLPE, se calculará a 90° C dando un valor de 45,49 m/ $\Omega\text{mm}^2$
- Caída de tensión ( $\varepsilon$ ): Entre el circuito de CC y el de CA ha de haber un total de 1,5% de caída de tensión. Por esta razón para la CA se ha de buscar un conductor con una caída de tensión que deje margen hasta llegar a este valor que será de 0,903%.
- Tensión de salida del inversor (U) : 400 V que son los que da el inversor
- Longitud (L) : Se trata de la longitud que tendrá el circuito.

$$S \geq \frac{\sqrt{3} * 28.9 * 25.25}{45.49 * \frac{0.903}{100} * 400} = 7.69\text{mm}^2$$

Con esto tenemos que el criterio térmico es más restrictivo que el de caída de tensión y obliga a establecer **una sección de 10 mm<sup>2</sup> en todo el circuito de CA con una intensidad en tablas de 60A**, al tener esta sección la caída de tensión pasa a ser en total de 1,2% en toda la instalación.

#### 5.2.4 Elección escogida para CA

Para los cables multipolares del circuito de va a optar por **MANGUERA ELÉCTRICA FLEXIBLE 3G10 LIBRE DE HALÓGENOS RZ1-K 1000V** como se ve en la figura 5.5 con una longitud de 25,25 m.



Figura 5.5 **MANGUERA ELÉCTRICA FLEXIBLE 3G10 LIBRE DE HALÓGENOS RZ1-K 1000V** [Fuente: Bricoeelige.com]

Para el caso del neutro ha de ser un cable unipolar de una sección de 10 mm<sup>2</sup> y una longitud de 25,25 m siendo el producto elegido el de la figura 5.6, el **Cable Unipolar Flexible RV-K 1KV 10mm**



Figura 5.6 Cable Unipolar Flexible RV-K 1KV 10mm [Fuente: Electrosanchis.com]

Para el caso de la protección la longitud será de 23,75 y tendrá la misma sección que el neutro y el multipolar de  $10 \text{ mm}^2$  siendo el producto elegido de color verde y amarillo relacionado con las protecciones. Se trata de **Cable flexible 1x10 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL**.



Figura 5.7 Cable flexible 1x10 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL [Fuente: Electrosanchis.com]

### 5.3 [Protecciones para el tramo de CC](#)

Las protecciones se diseñan e instalan en los circuitos con la intención de proteger los elementos de la instalación y a las personas de los diferentes fallos eléctricos que se puedan producir. Para realizar estas protecciones de forma correcta se calculan con respecto al reglamento electrotécnico de baja tensión teniendo en cuenta las sobretensiones y sobreintensidades a la vez que contactos directos e indirectos.

### 5.4 [Protecciones para el tramo de CC](#)

#### 5.4.1 [Protección frente a sobreintensidades](#)

Una sobreintensidad puede estar causada por diferentes factores como un cortocircuito, un fallo en el diseño de la instalación, un defecto de aislamiento, etc. Estos fallos pueden causar que la intensidad aumente por encima de la admisible.

Para el tramo de CC la corriente viene generada por los paneles fotovoltaicos y de estos paneles se ha calculado la máxima corriente generada, además se ha elegido un inversor en consecuencia que pueda admitir esta corriente. Esto quiere decir que una protección frente a sobreintensidades no tiene por qué estar presente en esta parte de la instalación ya que la energía que llega al inversor no proviene de la red, en cuyo caso sí que es posible que la red vuelque en la instalación por error una sobreintensidad, y en el caso de esta instalación no hay tanto riesgo para que una sobreintensidad se produzca.

Aunque por otros posibles factores como que se conecten en paralelo aumentando así la intensidad o que se realice una ampliación de la instalación sin tener en cuenta el inversor se decide instalar un fusible en cada rama que llega al inversor ya que esta se trata de una protección muy eficaz frente a sobrintensidades y es muy económica.

Para seleccionar el fusible se usa la siguiente expresión:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (14)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (15)$$

$$I_2 = 1,6 * I_N \quad (16)$$

Donde:

- $I_B$  : es la corriente de diseño del circuito y en este caso no se sobredimensiona un 125% sino que es el valor de  $I_{mp}=13,11A$
- $I_N$  : es la corriente nominal del fusible y es la corriente en la que este se funde.
- $I_Z$  : es la corriente admisible por un conductor la cual será diferente la de la rama 1 y la rama 2.
- $I_2$  : es la corriente establecida para el caso del fusible.

Como la rama 1 y la rama 2 tienen las mismas características y los tramos de estas poseen el mismo factor de corrección, donde el tramo A de ambas posee un factor de corrección de  $k=0,71$  mientras que el tramo B posee el factor de corrección de  $k=0,568$ . Por otro lado la intensidad de tablas para una sección de  $6 \text{ mm}^2$  es de  $51 \text{ A}$ .

Por tanto, para calcular la  $I_Z$  de la línea se ha de ver en qué tramo es menos elevada para coger esa  $I_Z$  como la referencia para el diseño del fusible, esta se calcula con la siguiente expresión.

$$I_Z = k * I_{TABLAS} \quad (17)$$

### 1. Tramo A

$$I_Z = k * I_{TABLAS} = 51 * 0,71 = 36,21 \text{ A}$$

### 2. Tramo B

$$I_Z = k * I_{TABLAS} = 51 * 0,568 = 28,968 \text{ A}$$

Esto quiere decir que la  $I_Z$  para el diseño de protecciones en CC en las dos ramas es de 28.968 A. Sabiendo esto vamos a calcular la corriente del fusible.

$$13,11 \leq I_N \leq 28,968$$

$$I_2 = 1,6 * I_N$$

$$I_2 \leq 1,45 * 28,968 = 1,6 * I_N \rightarrow I_N = 26,25225 \text{ A}$$

Estos datos indican que el fusible ha de estar entre 14 y 26 A, por esta razón y porque a medida que aumenta la intensidad nominal aumenta el precio se decide establecer **fusibles de 15A**.

Debido a que hay que proteger tanto el positivo como el negativo de las dos ramas que van al inversor serán necesarios **4 de estos fusibles de cartucho SIBA 15A Cerámica, 10 x 38mm y 2 porta fusible doble para montaje en carril Littelfuse 15A para 10 x 38mm 1kV**, como los representados en las figuras 5.8 y 5.9, capaz de albergar en cada uno de ellos dos fusibles y tener las medidas para los fusibles instalados.



Figura 5.8 fusibles de cartucho SIBA 15A Cerámica, 10 x 38mm [Fuente: RsSpain.com]

Figura 5.9 Porta fusible doble para montaje en carril Littelfuse 15A para 10 x 38mm 1kV [Fuente: RsSpain.com]

#### 5.4.2 Protección frente a sobretensiones

Este factor puede ser causado por la caída de un rayo o la rotura de un neutro, por ejemplo. Esto provoca un aumento de la tensión en el circuito por encima de la nominal y puede causar problemas graves a la instalación.

Como se ha calculado en el apartado 4.5.2 la tensión máxima que se puede llegar a tener en los paneles en la Rama 1 es 997.5 V y además la máxima admisible por el inversor es de 1000V. A pesar de que el propio inversor ya cuenta con protecciones para las sobretensiones de entrada de clase 2 se va a establecer una protección extra para proteger los elementos de la instalación.

Esta protección se realiza mediante un protector de sobretensiones. Como se ha comentado en el anterior apartado la máxima tensión admitida por el inversor es 1000V

por lo tanto que le llegue una tensión mayor a esta ya pone en riesgo la instalación, por este motivo se decide establecer una protección de entrada máxima de este mismo voltaje cortando la conexión.

Para esta tarea se escoge el **Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40** representado en la figura 5.10. De este mismo se necesitaran 2, cada una para una rama de los paneles.



Figura 5.10 Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40 [Fuente:Autosolar.es]

Este dispositivo cuenta con 3 entradas, dos para el positivo y negativo de los conectores de CC y otra para la protección de toma a tierra.

Estos elementos necesitan estar conectados a una toma de tierra, ante la imposibilidad de poder hacer una para la instalación fotovoltaica se conectara a la toma de tierra de la empresa situada en el cuadro general. Este conductor de toma de tierra ha de ser de color verde y amarillo y según el reglamento electrotécnico de baja tensión como la sección de los cables en CC es menor a  $16\text{mm}^2$  este conductor de protección tendrá la misma sección que los conductores de CC con una sección de  $6\text{mm}^2$ .

Dicho esto se escoge el **Cable flexible 1x6 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL**, representado en la figura 5.11, con una longitud aproximada del descargador a la toma tierra del cuadro general de 23,75m más 1m de aproximación que resultan en 24,75m.



Figura 5.11 Cable flexible 1x6 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL [Fuente: LeroyMerlin.com]

### 5.4.3 Protección frente a contactos directos e indirectos

La definición de contacto directo dice que este se produce cuando una persona establece un contacto con algún elemento de la instalación que está bajo tensión eléctrica, es decir una parte activa del circuito.

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión este tipo de contacto se puede evitar con las siguientes actuaciones:

- Evitando este contacto de alguna parte activa del circuito mediante el uso de barreras como el aislamiento, envolventes, etc.
- Mediante el uso de tensiones que no sean peligrosas.

Por otro lado se define el contacto indirecto cuando una persona entra en contacto con algún elemento de la instalación que no debería estar bajo tensión pero por algún fallo este elemento se convierte en parte activa del circuito.

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión este tipo de contacto se puede evitar con las siguientes actuaciones:

- Mediante el uso de aislamientos de clase 2 como medida preventiva para que no se pueda dar el caso de existir un elemento bajo tensión.
- Usar dispositivos que desconecten la instalación de la red en cuanto se detecte un fallo de aislamiento.

A pesar de que el reglamento electrotécnico de baja tensión no las establece como obligadas en el marco de las protecciones mínimas de una instalación, en esta se van a establecer una serie de medidas para dotar a esta instalación de una seguridad extra.

- El cableado que va desde los paneles hasta el inversor estará dentro de un tubo corrugado además de que los paneles fotovoltaicos cuentan con un aislamiento de clase 2.
- El inversor ya cuenta con una serie de medidas para controlar el aislamiento de la parte del circuito de CC, comprobando si este es correcto antes de conectarse a la red y si este detectara algún fallo no permitirá conectarse a la red.
- Los paneles fotovoltaicos se conectan con un conductor de protección que irá hasta la toma a tierra del cuadro general. Esto será posible ya que los paneles vienen con unos orificios destinados a introducir estos cables de protección.

Este cable de protección que va desde los paneles a la toma tierra será el **Cable flexible 1x6 mm<sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE** de la figura 5.10 ya que ha de tener la misma sección que los conductores de CC. Este cable conectará cada grupo de paneles con la toma de tierra del cuadro general, es decir, los 18 paneles de la zona 1 según la figura 3.7 irán conectados por el mismo cable, los 3 de la zona 2 por otro cable y los 16 de la zona 3 por otro más tal y como se representa en la figura 2.12.

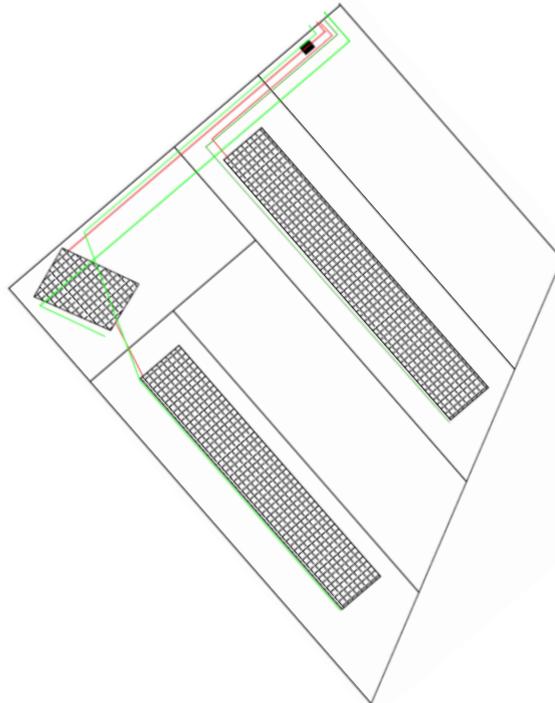


Figura 5.12 Muestra del cableado en cubierta para CC

#### 5.4.4 Cuadro de protección para CC

En este cuadro se ha de situar los dos portafusibles dobles además de los dos elementos de protección frente a sobretensiones por eso se elige el **Cuadro eléctrico estanco de superficie COFRET KAEDRA Schneider IP65 12 Módulos por Fila**



Figura 5.13 Cuadro eléctrico estanco de superficie COFRET KAEDRA Schneider IP65 [Fuente: Lumitec.com]

Este cuadro permite alojar los elementos que son necesarios además de haber hueco para posibles ampliaciones en un futuro y se va a situar en la parte inferior del inversor para así antes de que entren los cables a la entrada del inversor estén situadas las protecciones.

## 5.5 Protecciones par el tramo de CA

### 5.5.1 Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones

Para el caso de corriente alterna no se va optar por fusibles sino por un magnetotérmico ya que son elementos diseñados para actuar frente a cortocircuitos y sobrecargas de forma rápida y con un rearme más rápido.

La forma de calcular el magnetotérmico adecuado para la instalación es con las mismas fórmulas que en el apartado 5.4.1.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_Z$$

$$I_2 = 1.45 * I_N \quad (18)$$

Donde:

- $I_B$ : es la corriente de diseño del circuito y en este caso no se sobredimensiona un 125% sino que es el valor de  $I_{\text{máx inversor}}=28,9^a$
- $I_N$  : es la corriente nominal del magnetotérmico y es la corriente en la que este se salta.
- $I_Z$  : es la corriente admisible por un conductor.
- $I_2$  : es la corriente establecida para el caso del magnetotérmico que en este caso es diferente a la del fusible

Para establecer la  $I_Z$  se recuerda que el circuito en alterna está dividido en 2 tramos, el tramo A junto a dos conductores más y el tramo B junto con la red por lo que usando la ecuación (17) donde tenemos:

#### 1. Tramo A

$$I_Z = k * I_{TABLAS} = 0,609 * 60 = 36,54 \text{ A}$$

## 2. Tramo B

$$I_Z = k * I_{TABLAS} = 0,696 * 60 = 41,76 \text{ A}$$

Por lo tanto se cogerá la menor  $I_Z$  que es la correspondiente al tramo A de 36,54A obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$28,9 \leq I_N \leq 36,54$$

$$I_2 = 1,45 * I_N$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 1,45 * I_N = 1,45 * 36,54$$

Resolviendo esta ecuación nos dice que  $I_N=I_Z=36,54$  por lo que la intensidad nominal ha de estar entre 28,9 A y 36,54 A por lo que se decide instalar uno de 30 A, mas concretamente el **MAGNETOTÉRMICO C60N-ICPM 4P 30A, Curva Tipo B, Poder de corte 10 kA** tal y como se representa en la figura 5.14. A este se le conectaran las fases y el neutro que vienen del inversor.



Figura 5.14 **MAGNETOTÉRMICO C60N-ICPM 4P 30A, Curva Tipo B, Poder de corte 10 kA** [Fuente: RsSpain.com]

En este caso el magnetotérmico también protege frente a sobretensiones además de que el inversor instalado cuenta con unas protecciones contra sobretensiones de clase 3, esta clase, según el reglamento electrotécnico de baja tensión es la adecuada para proteger al equipo. Por estos motivos se decide no instalar un elemento para este caso.

### 5.5.2 Protección frente a contactos directos e indirectos

Para proteger frente a contactos directos e indirectos se opta un instalar un interruptor diferencial. Este protege a personas de recibir descargas frente a contactos directos e indirectos a la vez que protege a las instalaciones de posibles fugas a tierra.

Por el real decreto 244/2019 las instalaciones que se conectan a un cuadro eléctrico han de poseer un diferencial tipo A y si estas instalaciones son de ámbito industrial pero también son accesibles a personas este diferencial ha de ser de unos 30 mA de sensibilidad. El diferencial ha de cumplir las siguientes ecuaciones:

$$I_N(ID) \geq I_N(\text{Magnetotérmico}) \rightarrow I_N(ID) \geq 30A \quad (19)$$

$$PdC(ID) \geq PdC(\text{Magnetotérmico}) \rightarrow PdC(ID) \geq 10 \text{ kA} \quad (20)$$

Donde:

- $I_N$ : es la intensidad nominal
- $PdC$ : poder de corte

Tenemos por tanto el **INTERRUPTOR DIFERENCIAL SUPERINMUNIZADO SCHNEIDER 4P 30A 30mA CLASE A**, tal y como se representa en la figura 5.15, lo que además de cumplir la ecuación (19) también cumple la ecuación (20) ya que su poder de corte según la ficha técnica es de 10 kA



Figura 5.15 INTERRUPTOR DIFERENCIAL SUPERINMUNIZADO SCHNEIDER 4P 30A 30mA CLASE A [Fuente: RsSpain.com]

### 5.5.3 Cuadro de protecciones de CA

Este cuadro se instalará en el cuadro general de la instalación y se escoge el **Cuadro eléctrico GEWISS gw40045 superficie puerta transparente** mostrado en la figura 5.16



Figura 5.16 Cuadro eléctrico GEWISS gw40045 superficie puerta transparente [Fuente: RsSpain.com]

## 5.6 Canalizaciones

Como se ha ido comentando la instalación tendrá una canalización en dos partes, de los paneles hasta el inversor y del inversor al cuadro general. Los cables irán dentro de estas canalizaciones para protegerse de posibles daños y al igual que los cables las canalizaciones han de seguir ciertas normativas, en este caso se trata del ITC-BT-21 del reglamento electrotécnico de baja tensión

## 5.7 Canalización en CC

Esta es la que va desde los paneles hasta el inversor. Se divide en dos ramas, la rama 1 que son todos los paneles de la nave 1 y la rama 2 que son los paneles de la nave 2 tal y como se ha estado comentando a lo largo del trabajo. Estos irán en su mayoría situados en la cubierta por lo que deben proteger a los cables de la abrasión, de la humedad y de los posibles daños mecánicos.

A pesar de que el cable seleccionado para esta zona también ofrece este tipo de protección se decide instalar un tubo corrugado por el que irán los cables. Estos tubos irán entre los paneles que estén muy separados entre si y del último panel de la rama hasta el inversor, cabe destacar que como cada rama tiene la misma sección de cable los tubos corrugados serán iguales para ambas.

Esto quiere decir que en la rama 1 de un grupo de paneles a otra hay una distancia de 2,5m y del último panel hasta el inversor hay un total de (contando con un metro auxiliar) 24,5m, haciendo un total de 27 m. Como esta longitud supera los 15m de largo se necesitará instalar una caja estanca, esto es para facilitar la introducción y retirada del cableado. Esta caja se pretende instalar en el faldón de la nave 2 a la altura de donde están situadas las placas solares como se muestra en la figura 5.17

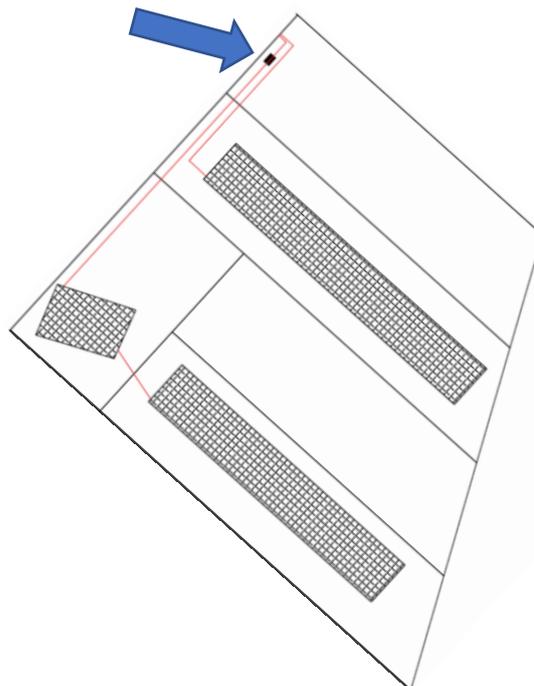


Figura 5.17 Localización de la caja estanca en la cubierta

Estas cajas han de tener una profundidad de  $1.5 * \text{Diámetro del tubo}$  además de unas dimensiones de 60 x 60 para este caso.

Para la rama 2 desde el último panel fotovoltaico hasta el inversor contando con un metro auxiliar hacen un total de 13 m por lo que aquí no será necesario instalar una caja estanca.

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión los tubos corrugados han de tener un diámetro mínimo dependiendo de la sección del conductor que hay dentro de ellos. La sección de los conductores de CC es de  $6 \text{ mm}^2$  por lo que según la tabla 5.7 se necesita un tubo de  $12 \text{ mm}^2$  aunque por disponibilidad se va a escoger el de  $16 \text{ mm}^2$  ya que el precio es más económico por que la oferta es mayor.

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

Tabla 5.7 Tabla para los diámetros de canalizaciones [Fuente: Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis]

Teniendo el diámetro del tubo corrugado se calculará una profundidad de caja estanca de 24mm.

Por tanto, los productos elegidos son: para el tubo corrugado se escoge de **Tubo corrugado de PVC LEXMAN 16 mm**, como se muestra en la figura 5.18, y para fijar el tubo corrugado al suelo se necesitarán abrazaderas, representadas en la figura 5.19, aproximadamente de 16 mm ya que estas se sitúan a una distancia entre ellas de 0,5m.



Figura 5.18 Tubo corrugado de PVC LEXMAN 16 mm [Fuente: LeroyMerlin.com]

Figura 5.19 Abrazaderas [Fuente: Bricolige.com]

Por otro lado la **caja estanca ha de ser de 60x60x24 junto con 3 prensaestopas** para que se pueda empalmar correctamente el tubo con la caja mostrados en la siguiente figura 5.20 y 5.21



Figura 5.20 Caja estanca de 60x60x24 [Fuente: LeroyMerlin.com]



Figura 5.21 Presnoestopas [Fuente: LeroyMerlin.com]

En esta caja las dos ramas llegan por la derecha y bajaran al inversor ya por un solo tubo corrugado, al desembocar la rama 2 en la caja el cable de protección instalado en los paneles para ir a toma tierra del cuadro general seguirá por la zona que va el cableado de alterna como se ve en la figura 5.22 y 5.23

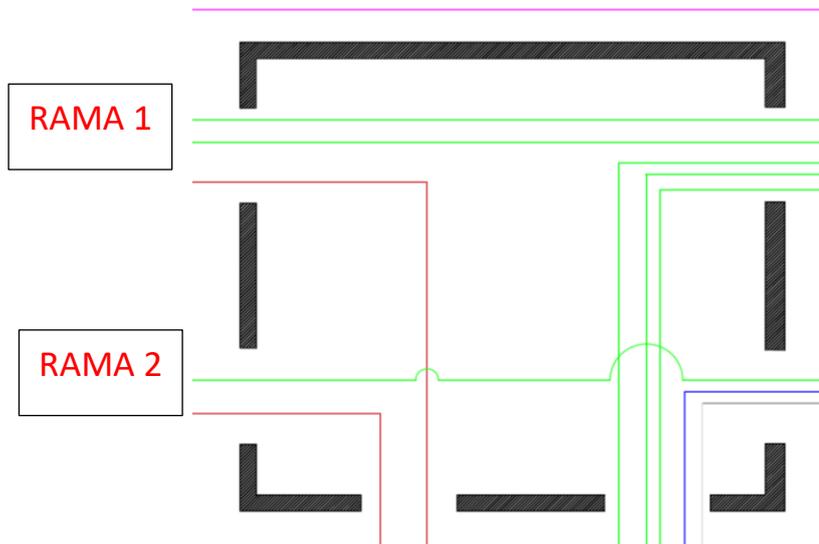


Figura 5.22 Distribución de los cables dentro de la caja estanca

Siendo los cables de color rojo los que representan a los que viene de la rama 1 y la rama 2, los verdes son los de protección, el azul del neutro, el grisáceo del multifilar y el rosa de la red.

## 5.8 Canalización para CA

Este tramo de canalización se decide hacer de forma que quede más integrada en la nave mediante una canaleta rectangular y no por el tubo corrugado ya que como los cables van a cruzar casi toda la nave se pretende que no se note.

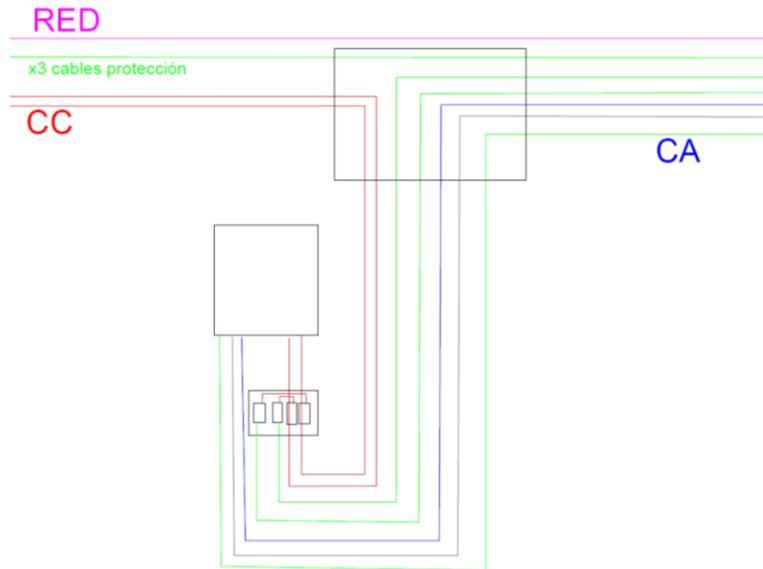


Figura 5.23 Representación de la distribución de los cables de entrada y salida del inversor

Como se aprecia en la figura 5.23 hacia el cuadro general se dirige el cableado de protección que viene de los paneles, el inversor y los dos descargadores además del neutro y el conductor por donde va la CA.

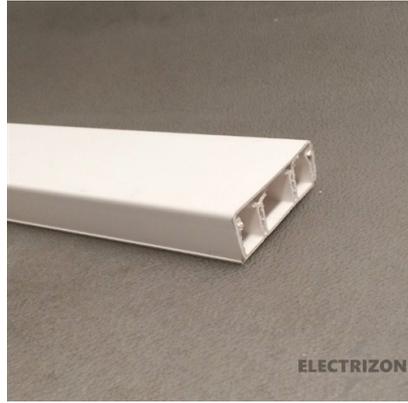
Primero del inversor saldrá el cable de protección, el neutro y el conductor que irán cubiertos por la cubierta rectangular seleccionada que se comenta a continuación.

Los cables de protección de los descargadores se unirán a la parte de CA mediante la misma canaleta rectangular.

A raíz de aquí la canaleta se dirige a la caja estanca donde se sumará con los cables de protección de CC para contactos directos e indirectos y como se ve en la figura 5.23 se dirigen todos por la misma canaleta hacia el cuadro general.

Por esto usaremos 5 tramos rectos de la **Canaleta PVC blanca 20x60 mm** como la de la figura 5.24 a la vez que 5 codos de 90°. Estos tramos son autoadhesivos a la pared así no se necesitan anclajes y la instalación es más discreta, además la canaleta es cerrada evitando así la vista de los cables y protegiendo a estos de agentes externos.

Una de las razones para elegir dicha canaleta es también el seccionamiento en su interior pudiendo separar los diferentes cables que se dirigen al cuadro de CA y el cuadro general.



**Figura 5.24** Canaleta PVC blanca 20x60 mm [Fuente: LeroyMerlin.com]

## 6 Estudio de la viabilidad económica

Para este estudio se recurrirá al presupuesto, el cual se analiza más adelante en el apartado de presupuesto, de ejecución material. Este va a establecer el precio de la instalación en su totalidad para estudiar el tiempo que se tardaría en recuperar la inversión y conseguir un ahorro económico.

Capítulo	Importe (€)
1 Elementos instalación fotovoltaica de 20 kW	12.838,03
2 Canalizaciones	540,79
3 Protecciones y conexiones	506,93
4 Honorarios Ingeniero	4.080,00
<b>Presupuesto de ejecución material (PEM)</b>	<b>17.965,75</b>
13% de gastos generales	2.335,55
6% de beneficio industrial	1.077,95
<b>Presupuesto de ejecución por contrata (PEC = PEM + GG + BI)</b>	<b>21.379,25</b>
21% IVA	4.489,64
<b>Presupuesto de ejecución por contrata con IVA (PEC = PEM + GG + BI + IVA)</b>	<b>25.868,89</b>

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata con IVA a la expresada cantidad de VEINTICINCO MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y OCHO EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

Tabla 6.1 Resumen del presupuesto [Fuente: Arquimedes]

Una vez se tiene el presupuesto de la tabla 6.1 se va a estudiar para un periodo de 25 años que es la vida media de una instalación, por esta misma razón y por lo comentado en el ANEXO 1 el inversor será necesario cambiarlo a los 10 años cuando se supere su vida útil y además cada año se realiza una operación de mantenimiento. Por esta razón para establecer el estudio, al presupuesto se le ha de sumar el precio de un nuevo inversor que son 3369,03€ además de 25€ cada año de mantenimiento y limpieza durante 25 años suponen un total de 625€.

Teniendo en cuenta el presupuesto y lo comentado en el párrafo anterior, el estudio de viabilidad se realizará a un **periodo de 25 años para una inversión total de 29862,92€.**

Para realizar este estudio se ha recurrido al software HOMER ya que este mismo calcula, a partir de la instalación escogida y con los parámetros insertados correspondientes a esta instalación, la cantidad de kWh que se generan al año por la instalación así como lo que cuesta económicamente el kWh y su uso en la tarea de cubrir la demanda. Además de esto con la demanda actual establece la cantidad de kWh que se requieren de la red y los kWh de la instalación destinados a la venta.

Primero de todo se sabe que el precio que cuesta el kWh de la red es de 0.159€, el que se produce con la instalación cuesta 0.083€ y el que se vende a la red, esta lo paga a 0.05€.

HOMER indica que la demanda a cubrir anualmente es de 37997 kWh. Para cubrir esta demanda la instalación genera anualmente 33542 kWh en su totalidad de los cuales debido a la distribución de su generación y la demanda de energía en ese mismo momento corresponden 30018 kWh al abastecimiento de la demanda y 3524 kWh a la venta por excedentes. Por tanto de la red se consumen 7980 kWh.

Cabe destacar que los paneles solares pierden eficiencia cada año. Esta caída de eficiencia no suele superar el 0.4% anual así después de 25 años de funcionamiento la eficiencia de los paneles no debe ser menor al 80% de su producción máxima. Por eso se decide establecer una pérdida de 0.4% de eficiencia cada año. Esta caída de producción se ve afectada en los excedentes que se venden ya que la prioridad es cubrir la demanda.

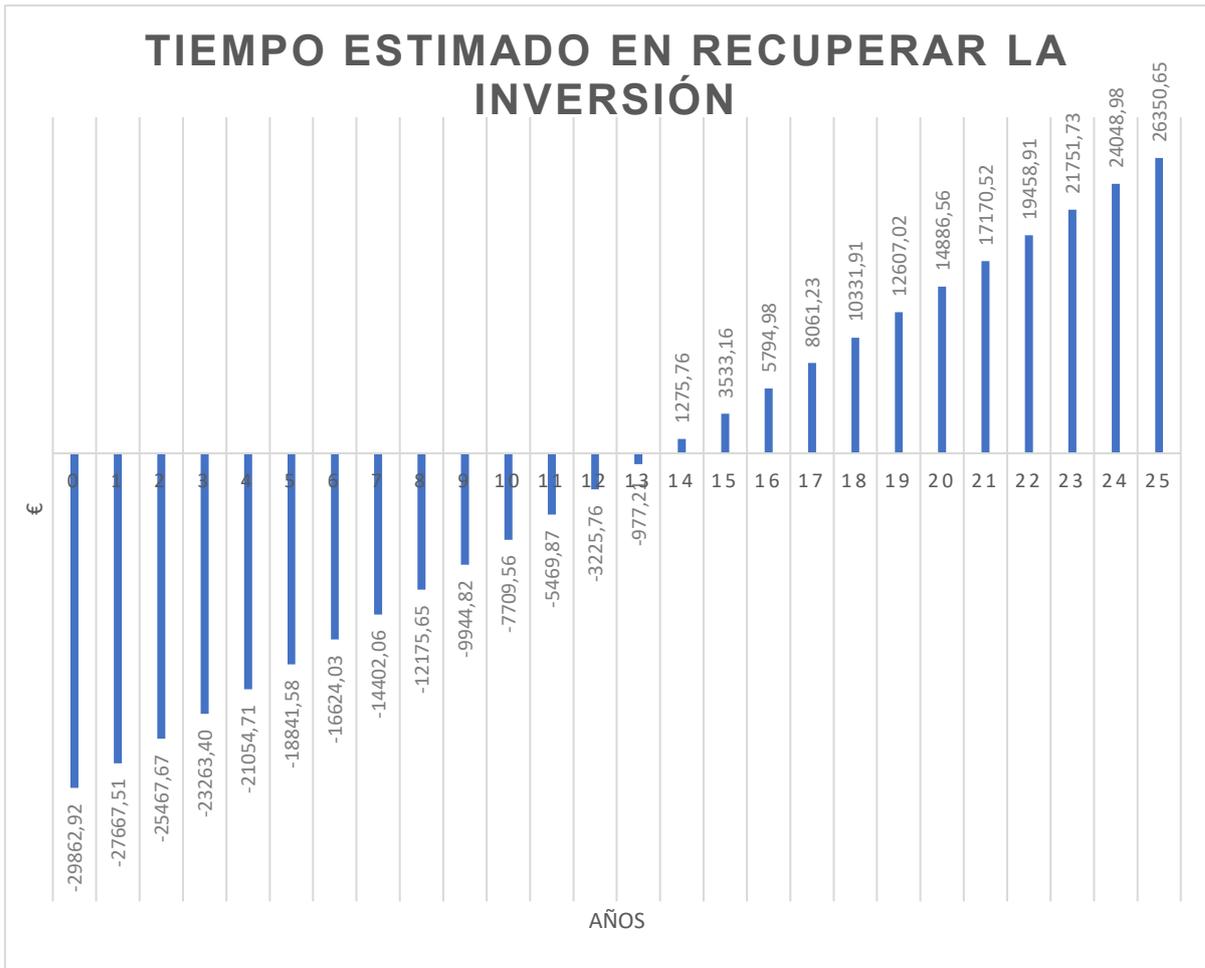
Dicho esto en la siguiente tabla se muestra la producción anual durante 25 años y con los precios y energías comentados anteriormente se muestra el ahorro que se tiene anualmente frente a que la totalidad de la demanda sea cubierta con la red.

AÑO	EFICIENCIA	PRODUCIDO (kWh)	VENTA (kWh)	PRECIO ANUAL (€)	PRECIO RED SIN PV(€)	AHORRO (€)
1	100	33542	3524	3846,11	6041,52	2195,41
2	99,6	33407,832	3389,832	3841,68	6041,52	2199,84
3	99,2	33273,664	3255,664	3837,26	6041,52	2204,27
4	98,8	33139,496	3121,496	3832,83	6041,52	2208,69
5	98,4	33005,328	2987,328	3828,40	6041,52	2213,12
6	98	32871,16	2853,16	3823,97	6041,52	2217,55
7	97,6	32736,992	2718,992	3819,55	6041,52	2221,98
8	97,2	32602,824	2584,824	3815,12	6041,52	2226,41
9	96,8	32468,656	2450,656	3810,69	6041,52	2230,83
10	96,4	32334,488	2316,488	3806,26	6041,52	2235,26
11	96	32200,32	2182,32	3801,84	6041,52	2239,69
12	95,6	32066,152	2048,152	3797,41	6041,52	2244,12
13	95,2	31931,984	1913,984	3792,98	6041,52	2248,54
14	94,8	31797,816	1779,816	3788,55	6041,52	2252,97
15	94,4	31663,648	1645,648	3784,13	6041,52	2257,40
16	94	31529,48	1511,48	3779,70	6041,52	2261,83
17	93,6	31395,312	1377,312	3775,27	6041,52	2266,25
18	93,2	31261,144	1243,144	3770,84	6041,52	2270,68
19	92,8	31126,976	1108,976	3766,41	6041,52	2275,11
20	92,4	30992,808	974,808	3761,99	6041,52	2279,54
21	92	30858,64	840,64	3757,56	6041,52	2283,96
22	91,6	30724,472	706,472	3753,13	6041,52	2288,39
23	91,2	30590,304	572,304	3748,70	6041,52	2292,82
24	90,8	30456,136	438,136	3744,28	6041,52	2297,25
25	90,4	30321,968	303,968	3739,85	6041,52	2301,67
26	90	30187,8	169,8	3735,42	6041,52	2306,10

**Tabla 6.2 Tabla de ahorro por año con la instalación**

En la tabla 6.2 se tiene la producción de cada año con su correspondiente descenso de la eficiencia, este descenso de la producción no va a afectar a la demanda sino a los excedentes vendidos. El precio anual establece el precio que cuesta generar el total de la producción (quitándole los ingresos por la venta de los excedentes a la red) mientras que la columna de precio red sin PV hace referencia al precio de cubrir la demanda enteramente con la red. Comparamos estas dos tablas y tenemos el ahorro anual que supone la instalación.

Visto lo siguiente se va a centrar la atención en el ahorro que se tiene anualmente para compararlo con la cantidad de 29862,92€ y así obtener la siguiente figura para observar el tiempo que se tarda en recuperar la inversión.



**Figura 6.1** Tiempo estimado en recuperar la inversión

Tal y como representa la figura 6.1 la inversión se rentabilizará en un periodo de 13 años ya que partiendo de la base de la inversión inicial se le ha ido restando el ahorro hasta finalmente recuperar esta y poder obtener un notable ahorro económico respecto al gasto en la factura con una demanda enteramente proveniente de la red.

## 7 BIBLIOGRAFIA

- **Boletín Oficial del Estado (BOE):** <https://www.boe.es>
- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT):** <https://www.boe.es>
- **Balance Energético España\_2014.pdf**
- **bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf**
  
- **Explicación efecto fotoeléctrico (Iberdrola):** <https://www.iberdrola.com>
- **Explicación efecto fotovoltaico y tipos de células fotovoltaicas (Iberdrola):** <https://www.iberdrola.com>
- **Tipos de instalaciones fotovoltaicas y características inversor (autosolar):** <https://autosolar.es>
- **Energía fotovoltaica en España (statista):** <https://es.statista.com>
- **PVGIS:** <https://re.jrc.ec.europa.eu>
- **Perdidas instalaciones fotovoltaicas (ecoinventos):** <https://ecoinventos.com>
- **Vida baterías (edpenergia):** <https://www.edpenergia.es>
- **Software HOMER:** <https://www.homerenergy.com>
- **Longitudes de sombras(Plantetcalc):** <https://es.planetcalc.com>
- **Mapa solar (Sunearthtools):** <https://www.sunearthtools.com>
- **Red eléctrica Española:** <https://www.ree.es>
- **Características paneles fotovoltaicos (Technosun)**  
: <https://www.technosun.com>
  
- **Distancia módulos fotovoltaicos para evitar sombras (tecnosolab):** <https://tecnosolab.com>
- **Información para la colocación de los soportes (Bricoelige):** <https://bricoelige.com>
- **Temperatura a la que trabajaran los módulos (ilumini.online):** <https://ilumin.online>

- **Temperatura media en la localización de la instalación (WeatherSpark):**  
<https://es.weatherspark.com>
- **Cálculos para las máximas tensiones de entrada y intensidades de entrada (heliosfera):** <https://www.helioesfera.com>
- **Características fusibles y porta fusibles (RsSpain):** <https://es.rs-online.com>
- **Características descargador sobretensiones (Autosolar):**  
<https://autosolar.es>
- **Características magnetotérmico (RsSapin):** <https://es.rs-online.com>
- **Perdida de la eficiencia de los paneles anualmente (solarplus):**  
<https://solarplus.es>
- **Precio electricidad actual (companiadeluz):** <https://companiadeluz.es>
- **Precio de la venta por excedentes de las instalaciones fotovoltaicas (selecta):** <https://www.selecta.com>
- **Costes de la instalación y reemplazo (solarplus):** <https://solarplus.es>
- **Costes de mantenimiento (Lucera):** <https://lucera.es>
- **Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. IDEA Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo [PDF]:**  
<https://www.idae.es>
- **Definición de las OCS:** <https://dppa.un.org>
- **Sección mínima para conductores que conecten paneles fotovoltaicos (technosolab):** <https://tecnosolab.com>
- **Roger, J., Riera, M., & Roldán, C. (4ª edición). Tecnología eléctrica. Editorial Síntesis.**

# CAPITULO 2

## PRESUPUESTO

# ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1 INTRODUCCIÓN .....	84
2 MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....	85
3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO .....	91
4 ANEJO DE JUSTIFICACIONES.....	93

## 1 INTRODUCCIÓN

En el siguiente documento se va a encontrar una presentación de las mediciones y el presupuesto donde se indica la descripción de cada unidad de obra junto con la medición de esta y el precio por unidad y total. En segundo lugar un resumen del presupuesto donde se indica la totalidad del coste en la inversión de la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta el gasto general, el beneficio industrial y los impuestos. Finalmente se incluye un anejo de justificaciones donde cada unidad de obra se descompone en los materiales, mano de obra y los costes directos complementarios.

Todos estos documentos nos van a permitir realizar el cálculo del presupuesto de la instalación.

Este documento se ha realizado mediante el software Arquímedes y los precios tanto de los materiales como de la mano de obra se han obtenido de la junta de Extremadura de 2021 y de los diferentes catálogos de los productos ya que muchos precios no estaban incluidos en este archivo que componen la instalación mientras que los rendimientos de la mano de obra se han obtenido de la base de datos una empresa externa.

Los diferentes parámetros que se han aplicado en Arquímedes son los siguientes:

- Costes directos complementarios: Un 3% y son aquellos que dada su difícil cuantificación no es posible añadirlos en la descomposición del precio, integrándose en la descomposición como una cantidad única o desglosada en mano de obra, materiales y maquinaria
- Gastos generales: Un 13% y hacen referencia a gastos asociados a edificios, vehículos, etc
- Beneficio industrial: un 6% siendo este el porcentaje de rentabilidad que el empresario o contratista sacará realizando la obra.
- Impuestos: aquí se introduce un 21% de IVA.

A continuación, se van a presentar los documentos que componen el presupuesto:

## 2 MEDICIONES Y PRESUPUESTO

## Capítulo nº 1 Elementos instalación fotovoltaica de 20 kW

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1	U	Modulo solar fotovoltaico monocristalino de potencia máxima 550 Wp formado por 144 células, tiene un peso de 27.8 kg , unas dimensiones de 2278x1134x30 mm, conexión de cajas con 3 diodos, conectores y cables. Voltaje en circuito abierto de (Voc) 49.9 V, Voltaje de máximo poder (Vmp) de 41.96 , una intensidad de cortocircuito (Isc) de 14 A, una corriente de máximo poder (Imp) de 13.11 A, una eficiencia de 21.3% y unas temperaturas de trabajo de -40°C a +85°C.Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
			<b>Total u :</b>	<b>37,00</b>	<b>114,10 €</b>
					<b>4.221,70 €</b>
1.2	U	Inversor trifásico de conexión a red. Las variantes M llevan 2 MPPT. Máx. corriente de entrada (Idc máx. 1 / Idc máx. 2) 33 A / 27 A , Máx. corriente de entrada total (Idc máx. 1 + Idc máx. 2) 51 A, Rango de tensión de entrada CC (Udc mín. - Udc máx.) 200 - 1000 V, Máx. salida del generador FV (Pdc máx.) 26,3 kW pico , con una eficiencia máxima de 98.1% y unas dimensiones de 725 x 510 x 225 mm con capacidad de control mediante wifi . Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
			<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>3.611,06 €</b>
					<b>3.611,06 €</b>
1.3	U	Estructura inclinada cerrada para cubierta metálica con anclaje a correas, paneles solares de 2279x1150 mm. La estructura permite la regulación de la inclinación desde 20° hasta los 35°.Viento: Hasta 150 Km/h. Materiales: Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-70. soportes premontados con una capacidad de 6 módulos permitiendo hacer las filas más largas con el kit de unión S15			
			<b>Total u :</b>	<b>5,00</b>	<b>487,97 €</b>
					<b>2.439,85 €</b>
1.4	U	Estructura inclinada cerrada para cubierta metálica con anclaje a correas, paneles solares de 2279x1150 mm. La estructura permite la regulación de la inclinación desde 20° hasta los 35°.Viento: Hasta 150 Km/h. Materiales: Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-70. soportes premontados con una capacidad de 3 módulos permitiendo hacer las filas más largas con el kit de unión S15			
			<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>297,19 €</b>
					<b>297,19 €</b>
1.5	U	Estructura inclinada cerrada para cubierta metálica con anclaje a correas, paneles solares de 2279x1150 mm. La estructura permite la regulación de la inclinación desde 20° hasta los 35°.Viento: Hasta 150 Km/h. Materiales: Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-70. soportes premontados con una capacidad de 4 módulos permitiendo hacer las filas más largas con el kit de unión S15			
			<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>331,97 €</b>
					<b>331,97 €</b>
1.6	U	Kit de unión para unir 1 Kit con otro para formar filas más largas. Válido para soportes en disposición vertical de los módulos. El kit se compone de 2 uniones UG1 (Incluye tornillería) +2 presores centrales (S11)			
			<b>Total u :</b>	<b>4,00</b>	<b>13,54 €</b>
					<b>54,16 €</b>
1.7	M	Diseñado según UNE 21123-4. Tipo RV-K (AS) con conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Clase de reacción al fuego Cca-s1b,d1,a1. CPR Eca No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1. Reducida emisión de halógenos. Fácil pelado (ahorro del 30 % de mano de obra).			
			<b>Total m :</b>	<b>172,00</b>	<b>4,36 €</b>
					<b>749,92 €</b>

## Capítulo nº 1 Elementos instalación fotovoltaica de 20 kW

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.8	M	Diseñado según UNE 21123-4.Tipo RV-K (AS) con conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS)..Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)..Clase de reacción al fuego Cca-s1b,d1,a1. CPR Eca. No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1. Reducida emisión de halógenos. Fácil pelado (ahorro del 30 % de mano de obra).			
		<b>Total m :</b>	<b>25,25</b>	<b>5,51 €</b>	<b>139,13 €</b>
1.9	M	Aislamiento Hilos con polietileno Reticulado (XLPE), no propaga incendios, Material Del Conductor Cobre, Cubierta Exterior mezcla Especial Cero Halógenos Tipo Afumex Z1, Tensión Nominal RZ1-K (AS) 0.6/1kV, Nº Hilos 3, Norma Constructiva UNE21123-4, Uso:Instalaciones Interiores Pública Concurrencia (Locales Comerciales), Baja Emisión De Gases Corrosivos, Conductor Flexible de Clase 5, Temperatura Máxima En Cortocircuito 250°C Libre De Halógenos			
		<b>Total m :</b>	<b>25,25</b>	<b>9,09 €</b>	<b>229,52 €</b>
1.10	M	Conductor: La materia prima es cobre de clase 5 según la IEC 60228 - Aislamiento: Posee un aislamiento de polietileno reticulado del tipo XLPE según la IEC 60502-1 - Cubierta Exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos Tipo ST8 de color verde. NORMATIVA DE CONSTRUCCIÓN- IEC 60502-1- UNE 21123-4 NORMATIVA REACCIÓN AL FUEGO- IEC 60332-1-2- IEC 60332-3-24- IEC 60754-1- IEC 60754-2			
		<b>Total m :</b>	<b>174,60</b>	<b>3,75 €</b>	<b>654,75 €</b>
1.11	M	Conductor: La materia prima es cobre de clase 5 según la IEC 60228 - Aislamiento: Posee un aislamiento de polietileno reticulado del tipo XLPE según la IEC 60502-1 - Cubierta Exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos Tipo ST8 de color verde. NORMATIVA DE CONSTRUCCIÓN- IEC 60502-1- UNE 21123-4 NORMATIVA REACCIÓN AL FUEGO- IEC 60332-1-2- IEC 60332-3-24- IEC 60754-1- IEC 60754-2			
		<b>Total m :</b>	<b>23,75</b>	<b>4,58 €</b>	<b>108,78 €</b>
<b>Parcial nº 1 Elementos instalacion fotovoltaica de 20 kW :</b>					<b>12.838,03 €</b>

## Capítulo nº 2 Canalizaciones

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1	M	Esta canalización la componen el Tubo corrugado de PVC LEXMAN 16 mm y las abrazaderas. El tubo corrugado es de color negro de material PVC con un diámetro de 16 mm, resistencia al apisonamiento de 0.3 kJ. Las arandelas son del mismo diámetro del tubo corrugado hechas de metal plateado			
			<b>Total m :</b>	<b>78,51</b>	<b>3,37 €</b>
					<b>264,58 €</b>
2.2	M	Esta canalización va desde la salida del inversor hasta el cuadro de CA y posteriormente al cuadro general de la instalación. Esta se compone por una canaleta de PVC blanca de 60x20mm con dos tabiques para poder separar cables con material autoadhesivo para su fijación.			
			<b>Total m :</b>	<b>23,75</b>	<b>11,63 €</b>
					<b>276,21 €</b>
			<b>Parcial nº 2 Canalizaciones :</b>		<b>540,79 €</b>

## Capítulo nº 3 Protecciones y conexiones

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1	U	Para concentrar 3 líneas en paralelo con protección IP55 y resistencia a golpes IK07, aislamiento eléctrico de clase II, tapa hecha de polipropileno. Dimensiones de la base de 60x60x24mm. Incluye su instalación y correcto funcionamiento.			
		<b>Total u :</b>	<b>2,00</b>	<b>14,56 €</b>	<b>29,12 €</b>
3.2	U	Fusible cilíndrico 10x38 SIBA con una intensidad nominal de 15 A, una tensión asignada en corriente continua de 1000 V y poder de corte de 30 kA el cual esta dentro de un portafusibles doble para montaje en carril Littelfuse 15A para 10 x 38mm 1kV			
		<b>Total u :</b>	<b>2,00</b>	<b>25,12 €</b>	<b>50,24 €</b>
3.3	U	Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40 protección contra sobretensiones transitorias Tipo 2, con In=20 kA a 8/20 $\mu$ s e I <sub>max</sub> =40 kA, una tensión de red de 1000 Vdc y tensión máxima de servicio CC de 1060 V			
		<b>Total u :</b>	<b>2,00</b>	<b>45,56 €</b>	<b>91,12 €</b>
3.4	U	Cuadro eléctrico estanco de superficie COFRET KAEDRA Schneider IP65 12 Módulos con tapa transparente donde se albergaran las protecciones en CC siendo estos los portafusibles y los descargadores			
		<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>36,93 €</b>	<b>36,93 €</b>
3.5	U	Interruptor magnetotérmico general de 4 polos con intensidad nominal de 30A, poder de corte de 10 kA con curva Tipo B. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento.			
		<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>101,09 €</b>	<b>101,09 €</b>
3.6	U	Interruptor diferencial tetra polar con corriente nominal de 30A y sensibilidad de 30mA, clase A supe inmunizado con un poder de corte de 10 kA. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento			
		<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>166,63 €</b>	<b>166,63 €</b>
3.7	U	Este cuadro resguardará las protecciones en el circuito de CA donde se incluyen el interruptor magnetotermico y el diferencial. Este cuadro tiene una puerta transparente con unas dimensiones generales de 280x225x100mm, una corriente nominal de 125A y una tensión nominal de 400V con capacidad para 12 módulos.			
		<b>Total u :</b>	<b>1,00</b>	<b>31,80 €</b>	<b>31,80 €</b>
<b>Parcial nº 3 Protecciones y conexiones :</b>					<b>506,93 €</b>

## Capítulo nº 4 Honorarios Ingeniero

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
4.1	H	Honorarios Ingeniero en la elaboración de la totalidad del documento así como la realización del presupuesto y la confección de los planos presentes en el trabajo de fin de grado invirtiendo x horas de trabajo			
			Total h :	300,00	13,60 €
					4.080,00 €
			<b>Parcial nº 4 Honorarios Ingeniero :</b>		<b>4.080,00 €</b>

## Presupuesto de ejecución material

1	Elementos instalacion fotovoltaica de 20 kW	12.838,03 €
2	Canalizaciones	540,79 €
3	Protecciones y conexiones	506,93 €
4	Honorarios Ingeniero	4.080,00 €
Total .....		17.965,75 €

Total DIECISIETE MIL NOVECIENTOS SESENTA Y CINCO EUROS CON SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

### 3 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

<b>1 Elementos instalacion fotovoltaica de 20 kW</b>	<b>12.838,03</b>
<b>2 Canalizaciones</b>	<b>540,79</b>
<b>3 Protecciones y conexiones</b>	<b>506,93</b>
<b>4 Honorarios Ingeniero</b>	<b>4.080,00</b>
<hr/>	
<b>Presupuesto de ejecución material (PEM)</b>	<b>17.965,75</b>
13% de gastos generales	2.335,55
6% de beneficio industrial	1.077,95
<b>Presupuesto de ejecución por contrata (PEC = PEM + GG + BI)</b>	<b>21.379,25</b>
21% IVA	4.489,64
<b>Presupuesto de ejecución por contrata con IVA (PEC = PEM + GG + BI + IVA)</b>	<b>25.868,89</b>

**Asciende el presupuesto de ejecución por contrata con IVA a la expresada cantidad de VEINTICINCO MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y OCHO EUROS CON OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.**

## 4 ANEJO DE JUSTIFICACIONES

## 1 Elementos instalacion fotovoltaica de 20 kW

Código	Ud	Descripción		Total
1.1	u	Modulo solar fotovoltaico monocristalino de potencia máxima 550 Wp formado por 144 células, tiene un peso de 27.8 kg , unas dimensiones de 2278x1134x30 mm, conexión de cajas con 3 diodos, conectores y cables. Voltaje en circuito abierto de (Voc) 49.9 V, Voltaje de máximo poder (Vmp) de 41.96 , una intensidad de cortocircuito (Isc) de 14 A, una corriente de máximo poder (Imp) de 13.11 A, una eficiencia de 21.3% y unas temperaturas de trabajo de -40°C a +85°C.Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.		
	0,400 u	Panel fotovoltaico	196,220 €	78,49 €
	0,400 h.	Oficial 1º Instalador de energía solar	32,300 €	12,92 €
	1,000 h.	Ayudante instalador de energía solar	16,140 €	16,14 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	107,550 €	3,23 €
		3,000 % Costes indirectos	110,780 €	<b>3,32 €</b>
<b>Precio total por u</b>				<b>114,10 €</b>
1.2	u	Inversor trifásico de conexión a red. Las variantes M llevan 2 MPPT. Máx. corriente de entrada (Idc máx. 1 / Idc máx. 2) 33 A / 27 A , Máx. corriente de entrada total (Idc máx. 1 + Idc máx. 2) 51 A, Rango de tensión de entrada CC (Udc mín. - Udc máx.) 200 - 1000 V, Máx. salida del generador FV (Pdc máx.) 26,3 kW pico , con una eficiencia máxima de 98.1% y unas dimensiones de 725 x 510 x 225 mm con capacidad de control mediante wifi . Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.		
	1,000 u	Inversor	3.369,030 €	3.369,03 €
	1,000 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	18,62 €
	1,000 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	16,12 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	3.403,770 €	102,11 €
		3,000 % Costes indirectos	3.505,880 €	<b>105,18 €</b>
<b>Precio total por u</b>				<b>3.611,06 €</b>
1.3	u	Estructura inclinada cerrada para cubierta metálica con anclaje a correas, paneles solares de 2279x1150 mm. La estructura permite la regulación de la inclinación desde 20º hasta los 35º.Viento: Hasta 150 Km/h. Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-70. soportes premontados con una capacidad de 6 módulos permitiendo hacer las filas más largas con el kit de unión S15		
	1,000 u	Estructura soporte de 6 módulos	435,740 €	435,74 €
	0,500 h.	Oficial 1º Instalador de energía solar	32,300 €	16,15 €
	0,500 h.	Ayudante instalador de energía solar	16,140 €	8,07 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	459,960 €	13,80 €
		3,000 % Costes indirectos	473,760 €	<b>14,21 €</b>
<b>Precio total por u</b>				<b>487,97 €</b>
1.4	u	Estructura inclinada cerrada para cubierta metálica con anclaje a correas, paneles solares de 2279x1150 mm. La estructura permite la regulación de la inclinación desde 20º hasta los 35º.Viento: Hasta 150 Km/h. Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-70. soportes premontados con una capacidad de 3 módulos permitiendo hacer las filas más largas con el kit de unión S15		
	0,500 h.	Oficial 1º Instalador de energía solar	32,300 €	16,15 €
	0,500 h.	Ayudante instalador de energía solar	16,140 €	8,07 €
	1,000 u	Estructura soporte de 3 módulos	255,910 €	255,91 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	280,130 €	8,40 €
		3,000 % Costes indirectos	288,530 €	<b>8,66 €</b>
<b>Precio total por u</b>				<b>297,19 €</b>

## 1 Elementos instalacion fotovoltaica de 20 kW

Código	Ud	Descripción		Total
1.5	<b>u</b>	Estructura inclinada cerrada para cubierta metálica con anclaje a correas, paneles solares de 2279x1150 mm. La estructura permite la regulación de la inclinación desde 20° hasta los 35°. Viento: Hasta 150 Km/h. Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6 y Tornillería de acero inoxidable A2-70. soportes premontados con una capacidad de 4 módulos permitiendo hacer las filas más largas con el kit de unión S15		
	1,000 u	Estructura soporte de 4 módulos	288,690 €	288,69 €
	0,500 h.	Oficial 1º Instalador de energía solar	32,300 €	16,15 €
	0,500 h.	Ayudante instalador de energía solar	16,140 €	8,07 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	312,910 €	9,39 €
		3,000 % Costes indirectos	322,300 €	<b>9,67 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>331,97 €</b>
1.6	<b>u</b>	Kit de unión para unir 1 Kit con otro para formar filas más largas. Válido para soportes en disposición vertical de los módulos. El kit se compone de 2 uniones UG1 (Incluye tornillería) +2 presores centrales (S11)		
	1,000 u	Kit de unión S15	7,930 €	7,93 €
	0,100 h.	Oficial 1º Instalador de energía solar	32,300 €	3,23 €
	0,100 h.	Ayudante instalador de energía solar	16,140 €	1,61 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	12,770 €	0,38 €
		3,000 % Costes indirectos	13,150 €	<b>0,39 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>13,54 €</b>
1.7	<b>m</b>	iseñado según UNE 21123-4. Tipo RV-K (AS) con conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Clase de reacción al fuego Cca-s1b,d1,a1. CPR Eca No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1. Reducida emisión de halógenos.Fácil pelado (ahorro del 30 % de mano de obra).		
	1,000 m	Cable unifilar de 6mm	2,020 €	2,02 €
	0,060 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,12 €
	0,060 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	0,97 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	4,110 €	0,12 €
		3,000 % Costes indirectos	4,230 €	<b>0,13 €</b>
			<b>Precio total por m</b>	<b>4,36 €</b>
1.8	<b>m</b>	Diseñado según UNE 21123-4.Tipo RV-K (AS) con conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)..Clase de reacción al fuego Cca-s1b,d1,a1. CPR Eca. No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1. Reducida emisión de halógenosFácil pelado (ahorro del 30 % de mano de obra).		
	1,000 m	Cable unifilar de 10mm	3,100 €	3,10 €
	0,060 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,12 €
	0,060 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	0,97 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	5,190 €	0,16 €
		3,000 % Costes indirectos	5,350 €	<b>0,16 €</b>
			<b>Precio total por m</b>	<b>5,51 €</b>
1.9	<b>m</b>	Aislamiento Hilos con polietileno Reticulado (XLPE), no propaga incendios, Material Del Conductor Cobre, Cubierta Exterior mezcla Especial Cero Halógenos Tipo Afumex Z1, Tensión Nominal RZ1-K (AS) 0.6/1kV, Nº Hilos 3, Norma Constructiva UNE21123-4, Uso:Instalaciones Interiores Pública Concurrencia (Locales Comerciales), Baja Emisión De Gases Corrosivos, Conductor Flexible de Clase 5, Temperatura Máxima En Cortocircuito 250°C Libre De Halógenos		

## 1 Elementos instalacion fotovoltaica de 20 kW

Código	Ud	Descripción		Total
	1,000 m	MANGUERA ELÉCTRICA FLEXIBLE 3G10 LIBRE DE HALÓGENOS RZ1-K 1000V	5,790 €	5,79 €
	0,080 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,49 €
	0,080 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	1,29 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	8,570 €	0,26 €
		3,000 % Costes indirectos	8,830 €	<b>0,26 €</b>
<b>Precio total por m</b>				<b>9,09 €</b>
<b>1.10</b>	<b>m</b>	Conductor: La materia prima es cobre de clase 5 según la IEC 60228 - Aislamiento: Posee un aislamiento de polietileno reticulado del tipo XLPE según la IEC 60502-1 - Cubierta Exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos Tipo ST8 de color verde. NORMATIVA DE CONSTRUCCIÓN- IEC 60502-1- UNE 21123-4 NORMATIVA REACCIÓN AL FUEGO- IEC 60332-1-2- IEC 60332-3-24- IEC 60754-1- IEC 60754-2		
	1,000 m	Cable flexible 1x6 mm2 RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE	1,440 €	1,44 €
	0,060 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,12 €
	0,060 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	0,97 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	3,530 €	0,11 €
		3,000 % Costes indirectos	3,640 €	<b>0,11 €</b>
<b>Precio total por m</b>				<b>3,75 €</b>
<b>1.11</b>	<b>m</b>	Conductor: La materia prima es cobre de clase 5 según la IEC 60228 - Aislamiento: Posee un aislamiento de polietileno reticulado del tipo XLPE según la IEC 60502-1 - Cubierta Exterior: Poliolefina termoplástica libre de halógenos Tipo ST8 de color verde. NORMATIVA DE CONSTRUCCIÓN- IEC 60502-1- UNE 21123-4 NORMATIVA REACCIÓN AL FUEGO- IEC 60332-1-2- IEC 60332-3-24- IEC 60754-1- IEC 60754-2		
	1,000 m	Cable flexible 1x10 mm2 RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE	2,230 €	2,23 €
	0,060 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,12 €
	0,060 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	0,97 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	4,320 €	0,13 €
		3,000 % Costes indirectos	4,450 €	<b>0,13 €</b>
<b>Precio total por m</b>				<b>4,58 €</b>

## 2 Canalizaciones

Código	Ud	Descripción		Total
<b>2.1</b>	<b>m</b>	Esta canalización la componen el Tubo corrugado de PVC LEXMAN 16 mm y las abrazaderas. El tubo corrugado es de color negro de material PVC con un diámetro de 16 mm, resistencia al apisonamiento de 0.3 kJ. Las arandelas son del mismo diámetro del tubo corrugado hechas de metal plateado		
	1,000 m	Tubo corrugado de PVC LEXMAN 16 mm	0,380 €	0,38 €
	2,000 m	Grapas metálicas para tubo de PVC 16 mm	0,349 €	0,70 €
	0,060 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,12 €
	0,060 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	0,97 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	3,170 €	0,10 €
		3,000 % Costes indirectos	3,270 €	<b>0,10 €</b>
<b>Precio total por m</b>				<b>3,37 €</b>
<b>2.2</b>	<b>m</b>	Esta canalización va desde la salida del inversor hasta el cuadro de CA y posteriormente al cuadro general de la instalación. Esta se compone por una canaleta de PVC blanca de 60x20mm con dos tabiques para poder separar cables con material autoadhesivo para su fijación.		
	1,000 m	Canaleta PVC blanco de 60x20mm autoadhesiva	3,930 €	3,93 €
	0,060 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	1,12 €
	0,060 h.	Ayudante Electricista	16,120 €	0,97 €
	2,000 u	Codo de PVC blanco de 60x20mm	2,470 €	4,94 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	10,960 €	0,33 €
		3,000 % Costes indirectos	11,290 €	<b>0,34 €</b>
<b>Precio total por m</b>				<b>11,63 €</b>

### 3 Protecciones y conexiones

Código	Ud	Descripción		Total
<b>3.1</b>	<b>u</b>	Para concentrar 3 líneas en paralelo con protección IP55 y resistencia a golpes IK07, aislamiento eléctrico de clase II, tapa hecha de polipropileno. Dimensiones de la base de 60x60x24mm. Incluye su instalación y correcto funcionamiento.		
	1,000 u	Caja estanca para conexiones	5,290 €	5,29 €
	4,000 u	Prensaestopas	1,180 €	4,72 €
	0,200 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	3,72 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	13,730 €	0,41 €
		3,000 % Costes indirectos	14,140 €	<b>0,42 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>14,56 €</b>
<b>3.2</b>	<b>u</b>	Fusible cilíndrico 10x38 SIBA con una intensidad nominal de 15 A, una tensión asignada en corriente continua de 1000 V y poder de corte de 30 kA el cual esta dentro de un portafusibles doble para montaje en carril Littelfuse 15A para 10 x 38mm 1kV		
	2,000 u	Fusibles de 15A, 10x38	3,920 €	7,84 €
	1,000 u	Portafusibles doble Littelfuse 30A para 10 x 38mm 1kV	11,180 €	11,18 €
	0,250 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	4,66 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	23,680 €	0,71 €
		3,000 % Costes indirectos	24,390 €	<b>0,73 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>25,12 €</b>
<b>3.3</b>	<b>u</b>	Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40 protección contra sobretensiones transitorias Tipo 2, con In=20 kA a 8/20 µs e I <sub>max</sub> =40 kA, una tensión de red de 1000 Vdc y tensión máxima de servicio CC de 1060 V		
	1,000 u	Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40	38,280 €	38,28 €
	0,250 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	4,66 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	42,940 €	1,29 €
		3,000 % Costes indirectos	44,230 €	<b>1,33 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>45,56 €</b>
<b>3.4</b>	<b>u</b>	Cuadro eléctrico estanco de superficie COFRET KAEDRA Schneider IP65 12 Módulos con tapa transparente donde se albergaran las protecciones en CC siendo estos los portafusibles y los descargadores		
	1,000 u	Cuadro eléctrico estanco de superficie COFRET KAEDRA Schneider IP65 12 Módulos	30,150 €	30,15 €
	0,250 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	4,66 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	34,810 €	1,04 €
		3,000 % Costes indirectos	35,850 €	<b>1,08 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>36,93 €</b>
<b>3.5</b>	<b>u</b>	Interruptor magnetotérmico general de 4 polos con intensidad nominal de 30A, poder de corte de 10 kA con curva Tipo B. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento.		
	1,000 u	MAGNETOTÉRMICO C60N-ICPM 4P 30A	90,630 €	90,63 €
	0,250 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	4,66 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	95,290 €	2,86 €
		3,000 % Costes indirectos	98,150 €	<b>2,94 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>101,09 €</b>

### 3 Protecciones y conexiones

Código	Ud	Descripción		Total
<b>3.6</b>	<b>u</b>	Interruptor diferencial tetrapolar con corriente nominal de 30A y sensibilidad de 30mA, clase A superinmunizado con un poder de corte de 10 kA. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento		
	1,000 u	Interruptor diferencial	152,410 €	152,41 €
	0,250 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	4,66 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	157,070 €	4,71 €
		3,000 % Costes indirectos	161,780 €	<b>4,85 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>166,63 €</b>
<b>3.7</b>	<b>u</b>	Este cuadro resguardará las protecciones en el circuito de CA donde se incluyen el interruptor magnetotermico y el diferencial. Este cuadro tiene una puerta transparente con unas dimensiones generales de 280x225x100mm, una corriente nominal de 125A y una tension nominal de 400V con capacidad para 12 módulos.		
	1,000 u	Cuadro eléctrico GEWISS gw40045 superficie puerta transparente	25,310 €	25,31 €
	0,250 h.	Oficial 1º Electricista	18,620 €	4,66 €
	3,000 %	Costes directos complementarios	29,970 €	0,90 €
		3,000 % Costes indirectos	30,870 €	<b>0,93 €</b>
			<b>Precio total por u</b>	<b>31,80 €</b>

#### 4 Honorarios Ingeniero

Código	Ud	Descripción	Total
4.1	h	Honorarios Ingeniero en la elaboración de la totalidad del documento así como la realización del presupuesto y la confección de los planos presentes en el trabajo de fin de grado invirtiendo x horas de trabajo	
		Sin descomposición	<b>13,200 €</b>
		3,000 % Costes indirectos	13,200 €
			<b>0,40 €</b>
		<b>Precio total redondeado por h</b>	<b>13,60 €</b>

# CAPITULO 3

## ANEXOS

# ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS EN HOMER .....	104
1. DEFINICIÓN DE LA DEMANDA .....	104
2. RED ELÉCTRICA .....	104
3. RECURSO SOLAR .....	104
4. INSTALACIÓN .....	104
4.1. PANELES FOTOVOLTAICOS .....	105
4.2. INVERSOR .....	105
5. CONSTANTES .....	106
ANEXO 2 :OCS .....	108
1. ¿QUE SON LAS OCS? .....	108
2. ODS CUMPLIDAS.....	109

# ANEXO

## I

## **ANEXO 1: INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS EN HOMER**

### **1. DEFINICIÓN DE LA DEMANDA**

Para realizar el estudio de la demanda de HOMER se han introducido manualmente la demanda que tiene en un día de junio que es de los que más ha consumido la empresa para intentar cubrir por completo la demanda.

También existe la opción de introducir un archivo con un total de 8760 valores de consumo eléctrico para todas las horas del año obtenido por las eléctricas contratadas.

Se ha optado la primera opción ya que como la demanda no ha variado mucho en los años anteriores es una buena referencia y porque la empresa no ha facilitado los datos para obtener estas 8760 horas de consumo.

### **2. RED ELÉCTRICA**

Para completar estos parámetros consta en obtener los precios de venta de la electricidad actuales y los precios de una posible venta por cada kW.

Primero se establece el precio al que se compra el kWh de la red eléctrica que según el portal web *companiadeluz.es* el precio medio del kWh día 9 de marzo de 2023 es de 0.1587 €/kWh.

Por otro lado como la intención de la instalación también es vender la energía que sobre a la red el precio por kWh que ofrecen las compañías es aproximadamente 0,05 - 0,06 €/kWh según el portal web *selectra.es*

Cabe destacar que estas dos webs extraen la información del mercado regulado PVPC de la red eléctrica de España.

### **3. RECURSO SOLAR**

Para establecer el recurso solar se ha introducido la irradiación por día de cada mes, siendo un total de 8760 horas de radiación, sacando estos datos del PVGIS con una acimut según el programa de 31.8° y una inclinación de 35°.

Otras opciones pueden ser usar el mismo buscador del HOMER para que obtenga los datos de la localización de la nave pero el buscador no funciona correctamente. Otra alternativa posible el introducir un perfil horario anual de radiaciones con un fichero de texto.

### **4. INSTALACIÓN**

Como lo que va a tener la instalación son únicamente paneles solares en el HOMER seleccionaremos esta opción además de un inversor para transformar de corriente continua a alterna.

HOMER como tal también proporciona otras opciones como baterías, generadores eólicos, etc. Pero como la instalación no posee nada de esto únicamente seleccionamos el inversor y los paneles fotovoltaicos.

#### 4.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

Una vez seleccionados los paneles hay que complementarlos con información como los que se muestran a continuación. Todos ellos han de hacer referencia a lo que cuesta el kW ya que HOMER funciona de esta forma:

- Costes de la instalación y reemplazo: según la web [solarplus.es](http://solarplus.es) el precio por kW ronda aproximadamente los 700€ aunque esto dependiendo del tamaño de la instalación puede variar (haciendo caso a los datos de la web y viendo la potencia dada en la instalación de 20 kW este valor es el próximo al precio).
- Costes de mantenimiento: este corresponde a un precio de 25€/kW como se puede ver en la web de [lucera.es](http://lucera.es) consistiendo en limpieza de los paneles fotovoltaicos y cerciorarse de que todo esta en un estado óptimo.
- Inclinación: esta será de 35° como se ha comentado anteriormente
- Orientación: esta será de 31.8° como se ha comentado anteriormente
- Rango de potencias: HOMER a la hora de trabajar necesita saber el rango de potencia que se requiere para la instalación para encontrar la más factible. En este caso se busca una instalación de entre 19 a 21 kW.
- Reflectancia del suelo: por defecto el HOMER establece 20% que es el que se toma en la medida.
- Tiempo de vida de la instalación: según se ha podido comprobar en diferentes fabricantes de paneles fotovoltaicos la garantía media establecida por estos es de 25 a 30 años por lo que se establece en el HOMER una vida de 25 años.
- Derating factor: un 80% por defecto.

#### 4.2. INVERSOR

En este caso los datos se tienen que introducir de igual forma que para los paneles fotovoltaicos, es decir, de lo que cuesta por cada kW siendo:

- Coste de instalación y reemplazo: este parámetro depende del tipo de inversor pero según la web [autosolar.es](http://autosolar.es) se puede establecer que de media son unos 200€/kW.

- coste del mantenimiento: este como no lleva mantenimiento será de 0€.
- Tiempo de vida del inversor: fijandose en la garantía de los fabricantes para poder establecer este parámetro siendo una media de 10 años de garantía por lo que esta será la vida del inversor.
- Rango de potencias: las mismas que para los paneles fotovoltaicos de 19 A 21kW.
- Eficiencia: según la web de *autosolar.es* la eficiencia que poseen los inversores tienen de media un 97% de eficiencia mínima.

## **5. CONSTANTES**

Aquí hay que tener en cuenta que se han establecido valores de un 0% para el parámetro maximum annual capacity shortage que indica que toda la demanda es cubierta por la instalación

# ANEXO

## II

## **ANEXO 2 :ODS**

### **1. ¿QUE SON LAS ODS?**

Las ODS son las siglas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Son un conjunto de 17 objetivos establecidos por las Naciones Unidas en 2015 como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Estos objetivos representan una visión global compartida para abordar los desafíos más urgentes a los que se enfrenta nuestro planeta y promover un desarrollo sostenible en todas sus dimensiones: social, económica y medioambiental.

Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible son los siguientes:

1. Fin de la pobreza: Poner fin a la pobreza en todas sus formas y en todo el mundo.
2. Hambre cero: Lograr la seguridad alimentaria, mejorar la nutrición y promover la agricultura sostenible.
3. Salud y bienestar: Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades.
4. Educación de calidad: Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad, y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida.
5. Igualdad de género: Lograr la igualdad de género y empoderar a todas las mujeres y niñas.
6. Agua limpia y saneamiento: Garantizar la disponibilidad y gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos.
7. Energía asequible y no contaminante: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
8. Trabajo decente y crecimiento económico: Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo, y el trabajo decente para todos.
9. Industria, innovación e infraestructura: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.
10. Reducción de las desigualdades: Reducir la desigualdad dentro y entre los países.
11. Ciudades y comunidades sostenibles: Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.
12. Producción y consumo responsables: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.
13. Acción por el clima: Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.
14. Vida submarina: Conservar y utilizar de manera sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible.

15. Vida de ecosistemas terrestres: Proteger, restaurar y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, gestionar de manera sostenible los bosques, combatir la desertificación y detener la pérdida de biodiversidad.
16. Paz, justicia e instituciones sólidas: Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y construir instituciones eficaces, responsables e inclusivas a todos los niveles.
17. Alianzas para lograr los objetivos: Fortalecer los medios de implementación y revitalizar la alianza mundial para el desarrollo sostenible.

Estos objetivos están interrelacionados y abordan una amplia gama de problemas, desde la erradicación de la pobreza hasta la protección del medio ambiente, pasando por la igualdad de género, la educación, la salud y muchos otros aspectos del desarrollo sostenible. Los ODS proporcionan una hoja de ruta global para abordar los desafíos actuales y trabajar hacia un futuro más justo, próspero y sostenible para todos.

## **2. CONTRIBUCIÓN A LAS ODS**

Una instalación fotovoltaica conectada a la red de una empresa para autoabastecimiento y pretender cubrir su demanda energética, como es el caso de este trabajo de fin de grado, puede contribuir a cumplir varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Aquí hay algunos ejemplos de cómo esta instalación puede ayudar a alcanzar los ODS:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante: Al generar energía renovable a través de la instalación fotovoltaica, la empresa puede reducir su dependencia de fuentes de energía convencionales y costosas. Esto ayuda a promover el acceso a una energía asequible y sostenible, al tiempo que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y la huella de carbono.
- ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico. Con la instalación fotovoltaica se va a pretender obtener la energía de una forma más económica que mediante la red. Es por esto que a pesar de la inversión inicial, a la larga el precio de la energía será más barato y obtendremos un ahorro económico significativo.
- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura: La instalación fotovoltaica fomenta la adopción de tecnologías limpias y sostenibles en la industria. Al autoabastecerse de energía renovable, la empresa promueve la innovación en el sector energético y contribuye a una infraestructura más sostenible y eficiente.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles: Al cubrir su demanda energética a través de la instalación fotovoltaica, la empresa contribuye a la construcción de comunidades y ciudades sostenibles. Al utilizar energía limpia y reducir las emisiones, ayuda a mitigar el cambio climático y mejora la calidad del aire en el entorno urbano.

- ODS 12: Producción y consumo responsables: La instalación fotovoltaica fomenta la producción y el consumo responsables de energía. Al autoabastecerse, la empresa reduce su dependencia de fuentes de energía no renovables y ayuda a conservar los recursos naturales.
- ODS 13: Acción por el clima: Al generar energía limpia y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la instalación fotovoltaica contribuye directamente a la acción por el clima. Ayuda a limitar el calentamiento global y a mitigar los impactos del cambio climático.

Es importante tener en cuenta que estos ejemplos son solo algunas formas en que una instalación fotovoltaica conectada a la red para autoabastecimiento puede contribuir a los ODS. El impacto específico en cada objetivo puede variar según el contexto local y las políticas implementadas. Sin embargo, en general, este tipo de instalación promueve la sostenibilidad, la reducción de emisiones y el acceso a una energía limpia, lo que está alineado con varios ODS.

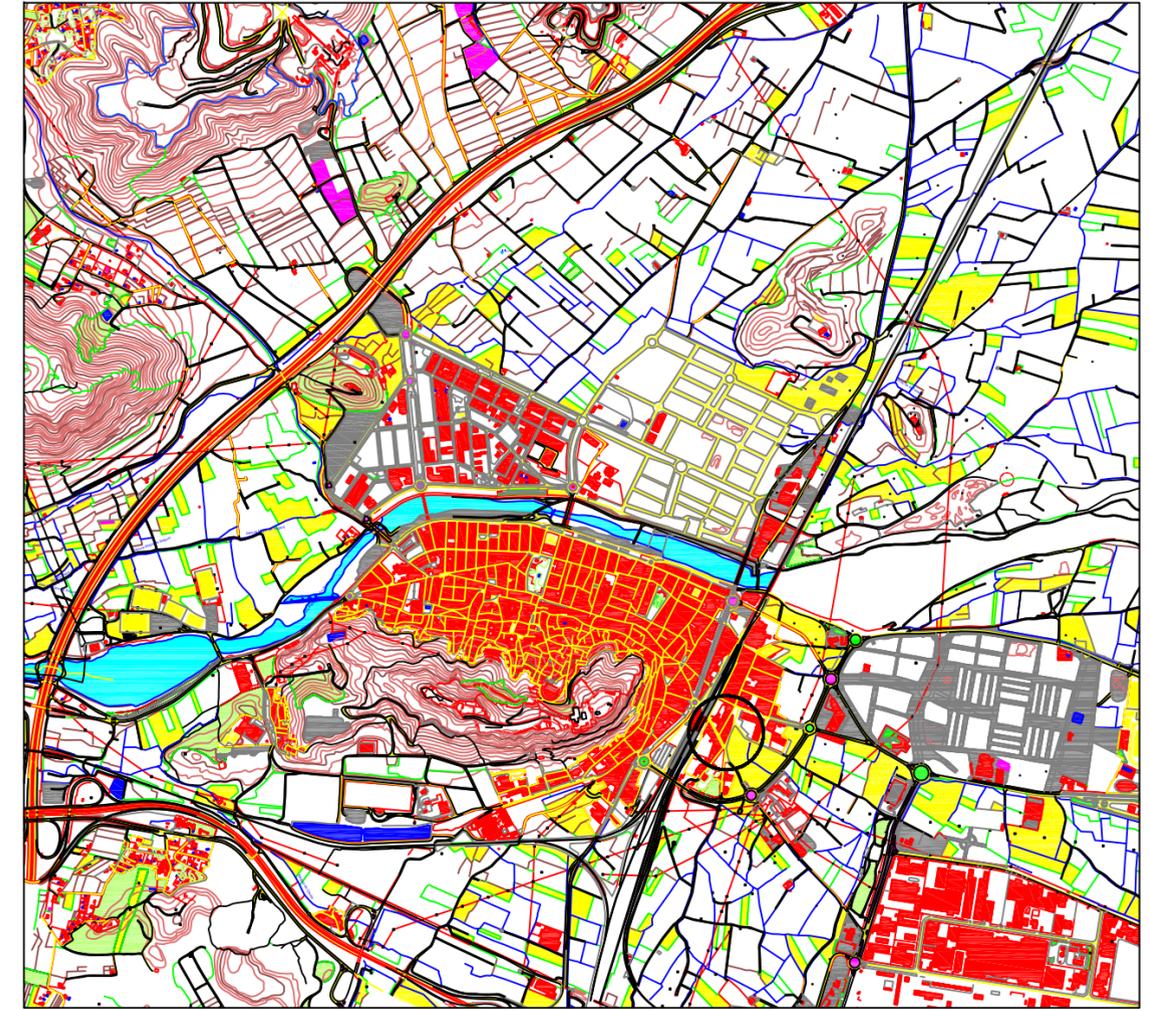
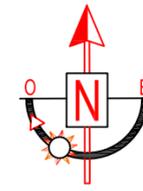
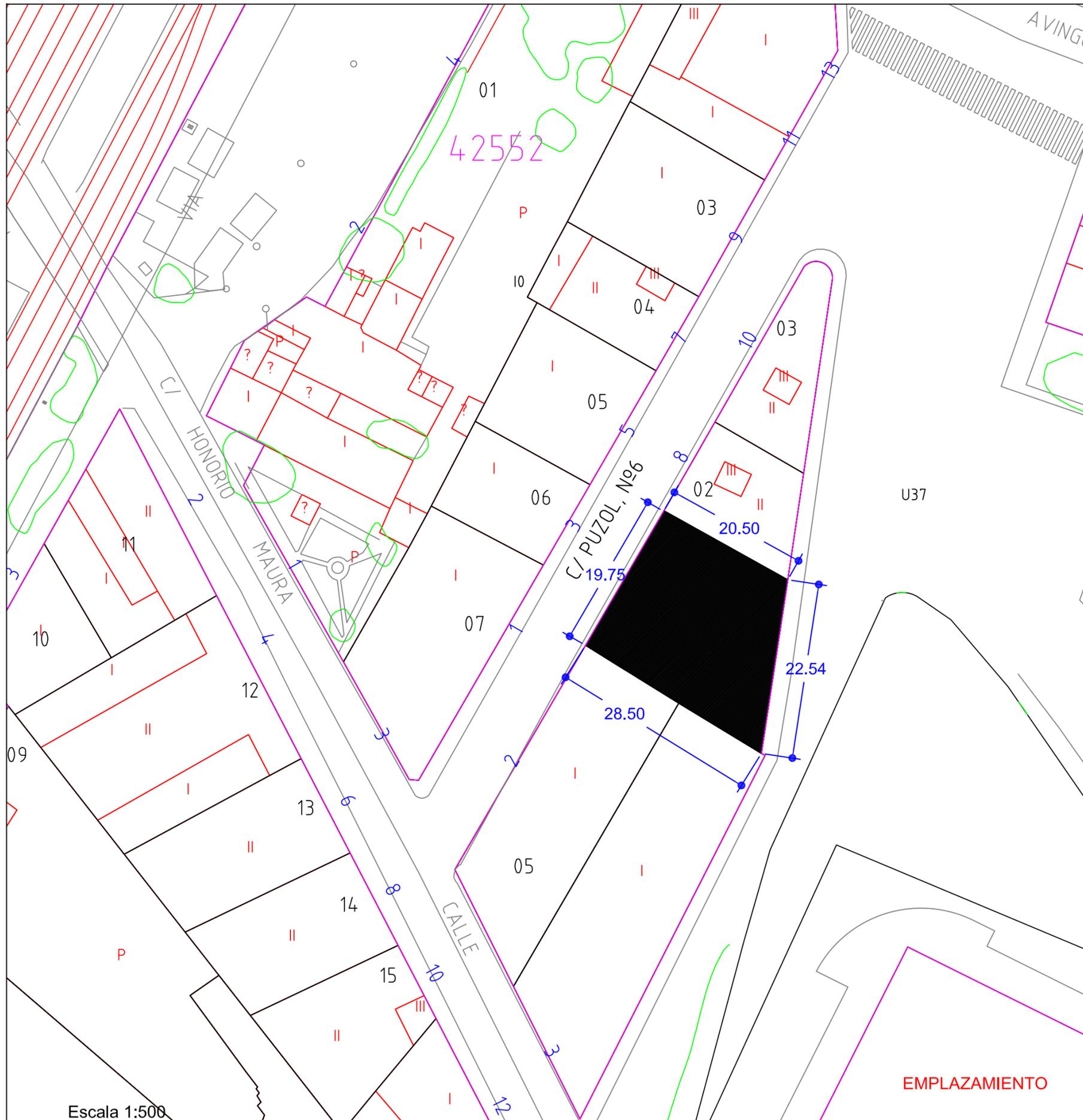
# CAPITULO 4

## PLANOS

## ÍNDICE DE PLANOS

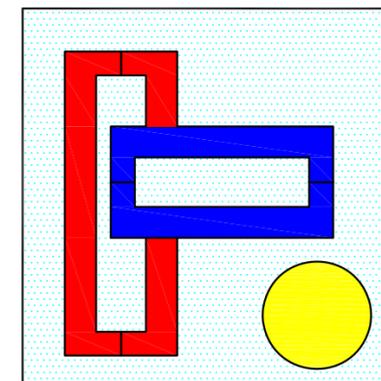
1. Situación y emplazamiento.....	113
2. Diagrama unifilar.....	114
3. Distribución de los paneles fotovoltaicos sobre la cubierta...115	

EL PRESENTE DOCUMENTO ES COPIA DE SU ORIGINAL. SU UTILIZACIÓN TOTAL O PARCIAL, ASÍ COMO CUALQUIER REPRODUCCIÓN O CESIÓN A TERCEROS, REQUERIRÁ LA PREVIA AUTORIZACIÓN EXPRESA DE SU AUTOR ISIDRO PERIS ARNAU, QUEDANDO EN TODO CASO PROHIBIDA CUALQUIER MODIFICACIÓN UNILATERAL DEL MISMO.



01. SITUACION \* EMPLAZAMIENTO

Escala 1:25000 \* 1:500



### TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Diseño de una Instalación Fotovoltaica de 20 KW, conecta a la Red destinada al Autoconsumo

C/ PUZOL, Nº6  
Sagunto. (Valencia)

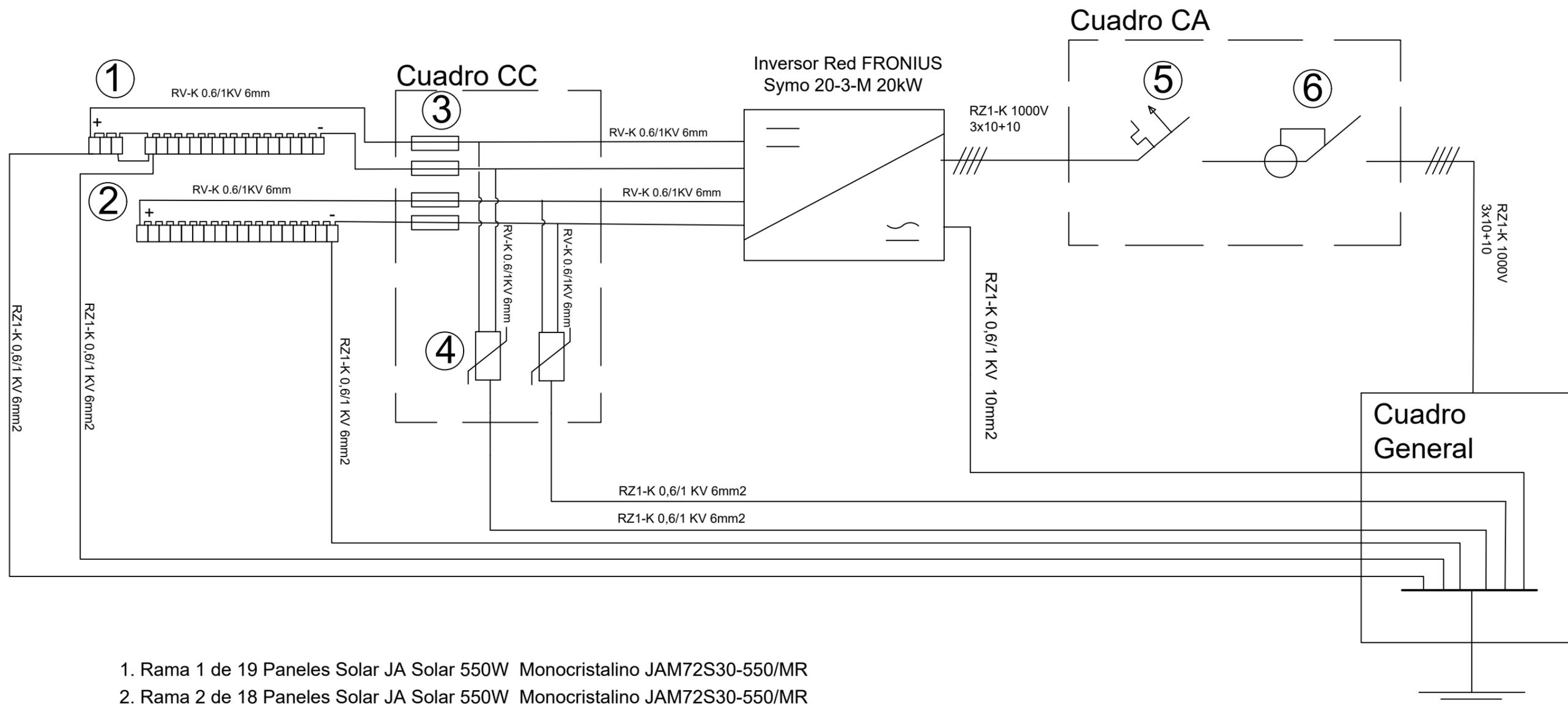
ESTEBAN SERRANO ROMERO  
Sagunto, Junio de 2.023



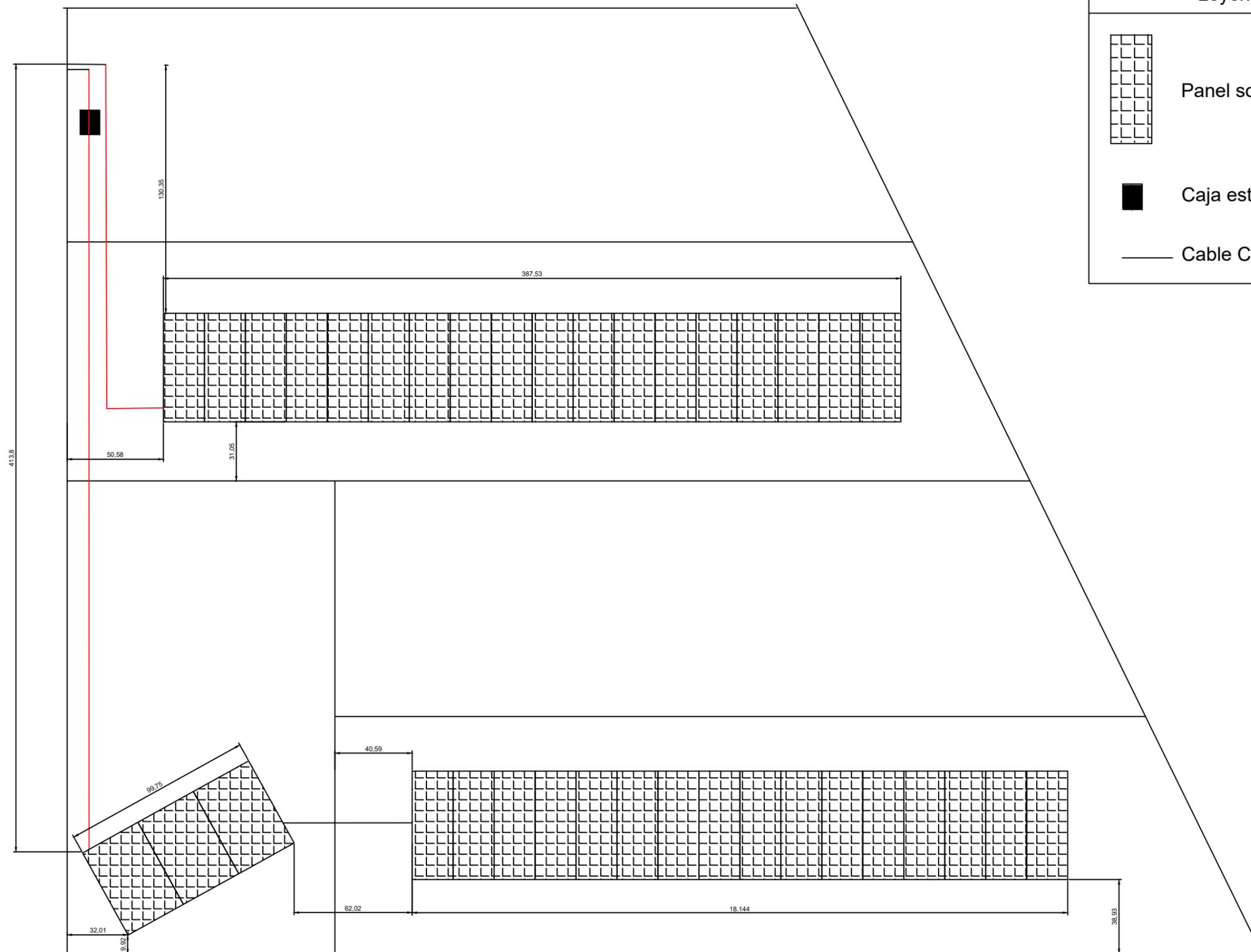
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA

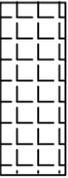


UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



1. Rama 1 de 19 Paneles Solar JA Solar 550W Monocristalino JAM72S30-550/MR
2. Rama 2 de 18 Paneles Solar JA Solar 550W Monocristalino JAM72S30-550/MR
3. Fusibles de cartucho SIBA 15A Cerámica, 10 x 38mm
4. Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40.
5. MAGNETOTÉRMICO C60N-ICPM 4P 30A, Curva Tipo B, PdC 10kA
6. INTERRUPTOR DIFERENCIAL SUPERINMUNIZADO SCHNEIDER 4P 30A 30mA CLASE A



Leyenda	
	Panel solar
	Caja estanca
	Cable CC