



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Instalación fotovoltaica para autoconsumo de 50 kWn en
una empresa de juguetes ubicada en Biar

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Mollà Pérez, Javier

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

AGRADECIMIENTOS

Als meus pares i germana per ensenyar-me a no rendir-me mai i a tots els amics tant de València com els de Biar per recolzar-me en els mals moments. També agrair al meu tutor Carlos Vargas, traient temps per dedicar-ho als meus dubtes i preguntes.

ÍNDICE

DOCUMENTACIÓN DEL TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Planos
- Anexos

Resumen

El objetivo del presente Trabajo de Fin de grado es el dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica situada sobre cubierta de la empresa de juguetes de Bimar, en la ubicación del término municipal de Biar en Alicante. El tipo de instalación que se quiere realizar es del tipo autoconsumo con compensación de excedentes.

El primer paso que se realiza es la recopilación de datos de la empresa. En esta recopilación se piden las curvas de carga a la empresa además de las facturas eléctricas para obtener los precios de energía y potencia contratada. Con los valores de las curvas se construye el perfil de consumo de la empresa.

Una vez tenemos los datos de la empresa, damos paso al dimensionamiento de la instalación. En este paso se realiza el cálculo de la cantidad de potencia necesaria instalar en la cubierta de la nave industrial de Bimar para cubrir las necesidades que se quieren conseguir. En este paso, también se eligen con cautela los diferentes componentes de la instalación como los paneles, el inversores y equipos de gestión y monitorización a parte de otros más componentes eléctricos como cableado y protecciones.

Una vez tenemos el dimensionado de la instalación, se realiza el estudio de viabilidad económica que nos confirmará si el proyecto es rentable o no. En este estudio, se expone la elaboración del presupuesto final y consecutivamente el análisis de varios factores económicos como el VAN, el TIR y el número de años que se tardará en recuperar la inversión inicial, conocido como "PAYBACK".

Finalmente se realiza una conclusión exponiendo los objetivos conseguidos mediante este proyecto y a continuación, los planos realizados mediante AutoCad y los anexos.

Palabras clave: Proyecto, viabilidad económica, paneles, inversores, cableado, presupuesto final, eficiencia energética, factura eléctrica.

Resum

L'objectiu d'aquest Treball de Fi de Grau és el dimensionament d'una instal·lació solar fotovoltaica situada sobre la coberta de l'empresa de joguines de Bimar, en la ubicació del terme municipal de Biar en Alacant. El tipus d'instal·lació que es vol realitzar és del tipus autoconsum amb compensació d'excedents.

El primer pas que es realitza és la recopilació de dades de l'empresa. En aquesta recopilació, s'obtenen les corbes de càrrega de l'empresa a més de les factures elèctriques per obtenir els preus d'energia i potència contractada. Amb els valors de les corbes es construeix el perfil de consum de l'empresa.

Un cop tenim les dades de l'empresa, donem pas al dimensionament de la instal·lació. En aquest pas es realitza el càlcul de la quantitat de potència necessària a instal·lar sobre la coberta de la nau industrial de Bimar per cobrir les necessitats que es volen aconseguir. En aquest pas, també es trien amb precaució els diferents components de la instal·lació com els panells, els inversors i els equips de gestió i monitorització a més d'altres components elèctrics com el cablejat i les proteccions.

Un cop tenim el dimensionament de la instal·lació, es realitza l'estudi de viabilitat econòmica que ens confirmarà si el projecte és rendible o no. En aquest estudi, s'exposa l'elaboració del pressupost final i consecutivament l'anàlisi de diversos factors econòmics com el VAN, la TIR i el nombre d'anys que es trigarà a recuperar la inversió inicial, conegut com a "PAYBACK".

Finalment es realitza una conclusió exposant els objectius aconseguits mitjançant aquest projecte i a continuació, els plànols realitzats mitjançant AutoCAD i els annexos.

Paraules clau: Projecte, viabilitat econòmica, panells, inversors, cablejat, pressupost final, eficiència energètica, factura elèctrica.

ABSTRACT

The objective of this Bachelor's thesis is the sizing of a photovoltaic solar installation located on the roof of the Bimar toy company, in the municipality of Biar in Alicante. The type of installation to be carried out is a self-consumption system with surplus compensation.

The first step is the collection of data from the company. In this collection, the company's load curves are requested, as well as the electric bills to obtain energy prices and contracted power. The consumption profile of the company is constructed using the values from these curves.

Once we have the company's data, we move on to the sizing of the installation. In this step, the calculation of the amount of power to be installed on the roof of Bimar's industrial warehouse is carried out to meet the desired needs. In this step, various components of the installation, such as panels, inverters, management, and monitoring equipment, are carefully chosen, along with other electrical components such as wiring and protections.

After sizing the installation, an economic feasibility study is conducted to confirm whether the project is profitable or not. In this study, the final budget is presented, followed by the analysis of various economic factors such as NPV, IRR, and the number of years it will take to recover the initial investment, known as "PAYBACK."

Finally, a conclusion is drawn, outlining the objectives achieved through this project. Subsequently, AutoCAD drawings and annexes are presented.

Keywords: Project, Economic feasibility, Panels, Inverters, Wiring, Final budget, Energy efficiency, Electric bill.

MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.INTRODUCCIÓN	13
1.1. OBJETIVOS.....	13
1.2. CONTEXTO	13
1.3. MOTIVACIÓN.....	14
1.4. ALCANCE	14
1.5. NORMATIVA APLICADA	15
1.6. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	16
2.HERRAMIENTAS UTILIZADAS	18
2.1. PVGIS	18
2.2. SolarEdge Designer.....	19
2.3. HOMER Pro.	20
2.4. AutoCAD.	20
3.EMPLAZAMIENTO	21
3.1. UBICACIÓN.....	21
3.2. ORIENTACIÓN.....	22
3.3.DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO	24
3.3.1. ALTURAS DE LA CUBIERTA.....	24
3.3.2. SOMBRAS	25
4. DEMANDA DE ENERGÍA	26
4.1. CONSUMOS MENSUALES.....	27
4.2. PRECIOS DE LA ENERGÍA Y TENDENCIA A FUTURO	28
4.3. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA.....	31
5. RECURSO ENERGÉTICO.....	32
5.1. RECURSO SOLAR.....	33
5.1.1. CLIMA.....	33
5.1.2. IRRADIACIÓN	33
6.ESCENARIOS A ANALIZAR	34
6.1. INSTALACIONES NO CONECTADAS A RED.....	35
6.2. INSTALACIONES CONECTADAS A RED	35
7.SELECCIÓN DE COMPONENTES	37

7.1. PANELES SOLARES	38
7.2. INVERSOR DE CONEXIÓN A RED.....	40
7.3. CONDUCTORES	42
7.3.1. LADO DE CONTINUA	43
7.3.2. LADO DE ALTERNA.....	43
7.4. PROTECCIONES.....	44
7.4.1. LADO DE CONTINUA	45
7.4.2. LADO DE ALTERNA.....	46
7.5. PUESTA A TIERRA	48
8. ANÁLISIS ENERGÉTICO	49
9. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	58
9.1. DIMENSIONADO TÉCNICO Y ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN.	58
9.1.1. CONFIGURACIÓN DE LOS PANELES.....	58
9.1.2. CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA	61
9.1.3. CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA	63
9.2. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE PROTECCIONES	68
9.2.1. PROTECCIONES EN DC	68
9.2.2. PROTECCIONES EN AC.....	70
9.3. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA.	72
9.4. GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	75
10. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	76
10.1. VAN.....	76
10.2. TIR.....	78
10.3. PERIODO DE RETORNO (PAYBACK)	78
10.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	79
11. CONCLUSIONES.....	80
12. BIBLIOGRAFIA.....	81

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Interfaz de la herramienta PVGIS. Fuente: PVGIS</i>	18
<i>Ilustración 2: Interfaz de introducción de datos de irradiancia en PVGIS. Fuente: PVGIS.</i>	19
<i>Ilustración 3: Interfaz del programa HOMER Pro. Fuente: HOMER Pro.</i>	20
<i>Ilustración 4: Ubicación de la localidad del pueblo de Biar. Fuente: Elaboración propia a partir de Paint.</i>	21
<i>Ilustración 5: Ubicación de la empresa Bimar. Fuente: Elaboración propia a partir de Google earth.</i>	22
<i>Ilustración 6: Curva de producción según la orientación del módulo. Fuente: SolBrick.</i>	23
<i>Ilustración 7: Área de la cubierta en la empresa de Bimar. Fuente: Google earth.</i>	24
<i>Ilustración 8: Perspectiva en 3D de la nave industrial. Fuente: SolarEdge designer.</i>	25
<i>Ilustración 9: Mapa de irradiación sobre la cubierta de la nave industrial. Fuente: SolarEdge designer.</i>	26
<i>Ilustración 10: Gráfico de barras del consumo mensual total. Fuente: Elaboración propia a partir de curvas de carga.</i>	27
<i>Ilustración 11: Tendencia de precios de la energía según la OMIP. Fuente: OMIP.</i>	28
<i>Ilustración 12: Gráfica de la tendencia de precios con los datos de la OMIP. Fuente: Elaboración propia a partir de precios OMIP.</i>	29
<i>Ilustración 13: Gráfica de la tendencia de precios de energía de la empresa. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos OMIP.</i>	29
<i>Ilustración 14: Distribución horaria de periodos de cada mes en la tarifa 3.0TD. Fuente: EnergiGreen.</i>	31
<i>Ilustración 15: Gráfica del perfil de consumo del mes de marzo. Fuente: Elaboración propia a partir de curvas de carga de Bimar.</i>	32
<i>Ilustración 16: Gráfica de la irradiación mensual obtenida mediante PVGIS. Fuente: Elaboración propia a partir de PVGIS.</i>	34
<i>Ilustración 17: Tabla resumen de las modalidades de autoconsumo. Fuente: Queluzca.</i>	37
<i>Ilustración 18: Partes de un panel fotovoltaico. Fuente: APREAN.</i>	38
<i>Ilustración 19: Onda senoidal de un inversor. Fuente: Imeon Energy</i>	40
<i>Ilustración 20: Introducción de los datos de red en programa Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.</i>	49
<i>Ilustración 21: Introducción del recurso solar en el programa Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Home Pro.</i>	50
<i>Ilustración 22: Introducción del perfil de consumo en el programa Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.</i>	50
<i>Ilustración 23: Introducción de los datos del inversor en Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.</i>	54
<i>Ilustración 24: Resultados de la simulación para 55 kWp de potencia. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.</i>	55
<i>Ilustración 25: Gráfica de la curva de carga frente la producción solar del día 12 de febrero. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.</i>	56
<i>Ilustración 26: Gráfica del consumo, producción, venta a red y compra de red del día 12 de febrero. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.</i>	57
<i>Ilustración 27: Tabla B.52-1 de métodos de instalación del cableado. Fuente: Tablas de la asignatura Sistemas Tecnológicos.</i>	65
<i>Ilustración 28: Tabla A52-1 de elección de la sección según el material del conductor y recubrimiento. Fuente: Tablas de la asignatura Sistemas Tecnológicos.</i>	66
<i>Ilustración 29: Resistividad del terreno según el tipo de suelo y condición climática. Fuente: EDITORES.</i>	73
<i>Ilustración 30: Relación de las secciones del conductor de fase frente al conductor de protección. Fuente: Tablas asignatura Sistemas Tecnológicos.</i>	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: Naciones Unidas. _____	17
Tabla 2: Precios de la potencia contratada de la actual tarifa en la empresa. Fuente: Elaboración propia a partir de factura eléctrica de Bimar. _____	30
Tabla 3: Precios de la energía en cada periodo de la actual tarifa en la empresa. Fuente: Elaboración propia a partir de factura eléctrica de Bimar. _____	30
Tabla 4: Precio medio de la energía de los próximos 10 años según la tendencia de la OMIP. Fuente: Elaboración propia a partir de predicción precios OMIP. _____	30
Tabla 5: Predicción del precio de la energía a los 10 años según la tendencia de la OMIP. Fuente: Elaboración propia a partir de predicción precios OMIP. _____	30
Tabla 6: Datos STC del panel solar JKM570N-72HL4. Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica del panel. _____	39
Tabla 7: Comparación paneles solares similares al JKM570N-72HL4. Fuente: Fichas técnicas paneles solares comparados. _____	39
Tabla 8: Comparación de inversores similares a SUN2000-50KTL-M3. Fuente: Fichas técnicas de inversores comparados. _____	42
Tabla 9: Datos de entrada y salida del inversor SUN2000-50KTL-M3. Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica del inversor. _____	42
Tabla 10: Datos del cableado de CC. Fuente: Elaboración propia a partir de Top Cable. _____	43
Tabla 11: Datos del cableado de AC. Fuente: Elaboración propia a partir de Top Cable. _____	44
Tabla 12: Protecciones necesarias para el lado AC. Fuente: Fichas técnicas protecciones. _____	47
Tabla 13: Características de los cables utilizados en AC. Fuente: TopCable. _____	48
Tabla 14: Estimación de presupuesto para una potencia de 55 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel. _____	51
Tabla 15: Estimación de presupuesto para una potencia de 60 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel. _____	52
Tabla 16: Estimación de presupuesto para una potencia de 65 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel. _____	52
Tabla 17: Estimación de presupuesto para una instalación de 70 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel. _____	53
Tabla 18: Estimación de presupuesto para una instalación de 75 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel. _____	53
Tabla 19: Presupuestos finales estimados para cada potencia. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel. _____	54
Tabla 20: Resultados de los parámetros del panel solar. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	60
Tabla 21: Resultado del número de paneles de cada string con sus características eléctricas. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	61
Tabla 22: Resumen de cálculos de la sección del cableado para cada tramo de string en CC. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	63
Tabla 23: Tabla resumen de la sección del cableado en el tramo Inversor-ACMAIN. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	67
Tabla 24: Tabla resumen de la sección del cableado en el tramo ACMAIN-CGBT. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	67
Tabla 25: Tabla resumen de las secciones para cada tramo. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	67
Tabla 26: Tabla resumen de las secciones de protección. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos. _____	74
Tabla 27: Cálculo del VAN. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos en Excel. _____	77

1.INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVOS

El objetivo del proyecto presentado consiste en el estudio y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica en Bimar S.L, con la intención a petición del cliente de obtener un ahorro considerable en la factura eléctrica juntamente con un ahorro energético. Para poder llevar a cabo el estudio previo al dimensionamiento, se ha pedido al cliente una serie de datos importantes como:

- La ubicación del lugar, para la extracción de datos meteorológicos e irradiancias anuales.
- La empresa comercializadora de la empresa es local, se trata de la “Eléctrica Ntra. Sra. de Gracia Sdad. Coop. V.” Se han pedido las curvas de carga de la empresa Bimar a dicha comercializadora para poder realizar el estudio con los consumos horarios anuales.
- Conocer si se quiere una instalación acogida a compensación o la utilización de baterías de almacenamiento para el excedente.

1.2. CONTEXTO

Bimar S.L es una empresa dedicada a la fabricación de peluches con ubicación en el polígono industrial de la localidad de Biar (Alicante). La empresa se ha comprometido a adoptar prácticas sostenibles y reducir su huella ambiental, así como también obtener un ahorro económico considerable. Como parte de su estrategia de responsabilidad corporativa, Bimar S.L ha decidido implementar una instalación solar en su emplazamiento.

La instalación solar se llevará a cabo en la cubierta de la nave industrial, que cuenta con un amplio espacio disponible y una ubicación favorable para aprovechar al máximo la radiación solar sin preocupación de posibles sombras en edificios cercanos.

El objetivo principal de la instalación solar es reducir la dependencia de Bimar S.L de fuentes de energía convencionales y disminuir sus costos operativos. De esta manera la empresa busca posicionarse como un referente en sostenibilidad y energía renovable dentro de su industria.

Para lograr este objetivo, Bimar S.L ha contratado a un equipo de expertos en energía solar y ha realizado un exhaustivo estudio de viabilidad técnica y económica. Este estudio ha confirmado que el sitio es adecuado para la instalación de paneles solares, considerando la orientación, inclinación y sombreado del techo, así como la disponibilidad de recursos financieros para el proyecto.

Además del análisis técnico, se llevará a cabo un estudio económico-financiero exhaustivo, considerando los costos de inversión, los ahorros en la factura energética y los posibles incentivos. Se evaluará el periodo de retorno de la inversión y se calculará la rentabilidad a largo plazo, teniendo en cuenta el marco legal y normativo vigente.

1.3. MOTIVACIÓN

La motivación para llevar a cabo este proyecto en este contexto surge de las crecientes necesidades de adoptar prácticas empresariales más sostenibles y responsables con el medio ambiente.

De esta manera, Bimar S.L. se expone de cara a su público como una empresa implicada con la transición hacia un futuro sostenible desde el punto de vista de las energías. Como empresa dedicada a la fabricación de juguetes, reconoce la importancia de asumir su responsabilidad en la reducción de carbono y en la promoción de una mayor eficiencia energética. La implementación de una instalación solar fotovoltaica se presenta como una oportunidad significativa para avanzar hacia estos objetivos, al tiempo que se posiciona como un referente en el sector.

La implementación de un proyecto como este refuerza la imagen de Bimar S.L. como una empresa comprometida con la sostenibilidad y la responsabilidad social corporativa. En un mercado cada vez más consciente de los impactos ambientales de las empresas, contar con una instalación solar fotovoltaica no solo mejora la reputación y la imagen de marca de la empresa, sino que también puede generar nuevas oportunidades de negocio y captar la atención de clientes y colaboradores comprometidos con la sostenibilidad.

1.4. ALCANCE

El alcance del proyecto abarca diferentes aspectos que se detallan a continuación:

1. Análisis de la demanda energética: Mediante las curvas de carga anuales proporcionadas por la comercializadora local del Municipio y encargada del suministro energético de la empresa, las clasificaremos para representar el perfil de consumo energético en la empresa de forma precisa. Los consumos proporcionados se recogen desde la fecha del 01/09/2022 hasta el 31/08/2023.
2. Evaluación de la radiación solar del lugar: Se analizará mediante la herramienta PVGIS, la radiación global para un día tipo de cada mes. Esto permitirá determinar el potencial energético del lugar y, por lo tanto, la cantidad de energía que se puede aprovechar de manera efectiva y estimar la generación potencial de la instalación solar.
3. Selección y dimensionamiento de los paneles solares: Se realizará un análisis comparativo de las diferentes tecnologías de paneles solares disponibles en el mercado, teniendo en cuenta aspectos como la eficiencia, la durabilidad y el coste. Una vez elegido la tecnología y panel ideal para las condiciones dadas, se determinará la cantidad necesaria de módulos para alcanzar los objetivos energéticos establecidos.
4. Después de conocer el dimensionamiento de la instalación y el tipo de paneles e inversor que se van a utilizar con sus respectivas características, seleccionamos el tipo de conductor ideal con el diámetro adecuado para el correcto funcionamiento. También se elegirán las protecciones basándonos en la normativa aplicada a instalaciones del tipo generación solar fotovoltaica recogido en el REBT. Por último, se realizará el dimensionamiento de la puesta a tierra basándonos en el REBT al igual que se ha hecho con los conductores de toda la instalación.

5. Análisis económico-financiero: Se llevará a cabo un estudio económico-financiero detallado, considerándose en este los costes de inversión, los ahorros en la factura energética y aspectos medioambientales de cara a la imagen de la empresa. Se calculará el periodo de la inversión y se evaluará la rentabilidad a largo plazo, teniendo en cuenta el marco legal y normativo vigente.
6. Plan de implementación: Se elaborará un plan de implementación que incluirá los pasos necesarios para llevar a cabo la instalación solar en Bimar S.L. Se definirán los plazos, los recursos requeridos y se establecerán los procedimientos de supervisión y control para garantizar la correcta ejecución del proyecto.

Es importante destacar que el alcance del proyecto se centra en la evaluación y diseño de la instalación en la empresa Bimar S.L., abordando aspectos técnicos y económicos. No se incluirán en este proyecto otros aspectos relacionados con la gestión de la energía en la empresa, como la eficiencia energética en los procesos de producción o la implementación de medidas adicionales de ahorro energético.

1.5. NORMATIVA APLICADA

- Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.
- Real decreto 1554/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para la instalación de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- ITC-BT-40, para instalaciones generadoras, entendiendo como tales, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica.

1.6. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Una instalación solar fotovoltaica como esta contribuye a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos por las Naciones Unidas. A continuación, se destacan algunos de los ODS que pueden verse beneficiados por la implementación de esta instalación solar fotovoltaica en la localidad de Biar.

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante:** La generación de energía solar es una fuente renovable y sostenible que contribuye a la disponibilidad de energía asequible y a la reducción de la contaminación ambiental
- **ODS 13: Acción por el clima:** Al utilizar la energía solar, se reduce la dependencia de combustibles fósiles y se disminuye la emisión de gases de efecto invernadero, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático.
- **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura:** La implementación de tecnologías solares fomenta la innovación en el sector energético y contribuye al desarrollo de infraestructuras sostenibles.
- **ODS 12: Producción y consumo responsable:** La generación de energía solar implica un enfoque más sostenible de producción y consumo, ya que aprovecha una fuente de energía renovable y reduce la dependencia de recursos no renovables.
- **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico:** La expansión de la industria solar puede generar empleo en el sector de las energías renovables, contribuyendo así al crecimiento económico y al desarrollo de empleo decente.
- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles:** La integración de instalaciones solares en entornos urbanos puede contribuir a la creación de comunidades más sostenibles al reducir la huella ambiental y mejorar la resiliencia energética.
- **ODS 1: Fin de la pobreza:** El acceso a la energía sostenible puede mejorar las condiciones de vida en áreas rurales y contribuir a la reducción de la pobreza energética.
- **ODS 4: Educación de calidad:** La implementación de instalaciones solares también puede tener un impacto positivo en la educación, al proporcionar fuentes de energía en áreas donde la electricidad es limitada, facilitando así el acceso a la educación.

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No Procede
ODS 1. Fin de la pobreza.		X		
ODS 2. Hambre cero.			X	
ODS 3. Salud y bienestar.				X
ODS 4. Educación de calidad.	X			
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.	X			
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.	X			
ODS 10. Reducción de las desigualdades.				X
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	X			
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.				X
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.				X
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.				X

Tabla 1: Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: Naciones Unidas.

2.HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Las herramientas que se han utilizado para la realización de este proyecto solar fotovoltaico son PVGIS para recoger información fiable relacionado con datos de irradiación y temperaturas en el lugar del proyecto. Para el estudio energético y económico se ha hecho uso del programa HOMER Pro y finalmente para la realización de los planos del esquema eléctrico, AutoCad juntamente con SolarEdge Designer.

2.1. PVGIS

PVGIS es un software gratuito de la comisión europea Joint Research Center, para facilitar el estudio del recurso solar y el potencial fotovoltaico. Se trata de una herramienta muy popular y útil para hacer estudios de viabilidad de sistemas fotovoltaicos.

Esta aplicación que se puede encontrar en internet se utiliza para obtener datos muy útiles como la irradiación incidente en una ubicación exacta.

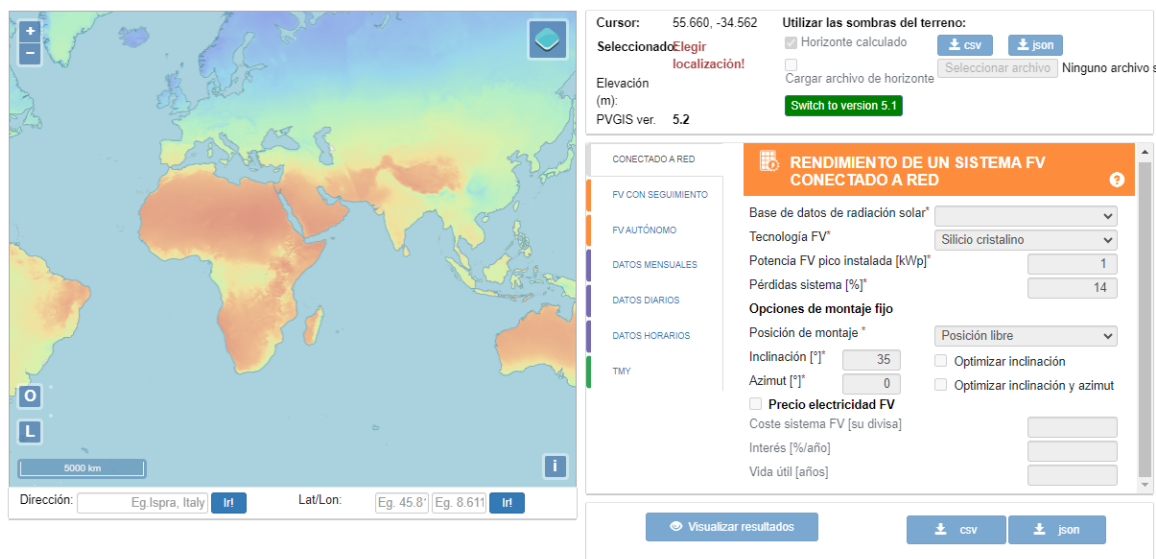


Ilustración 1: Interfaz de la herramienta PVGIS. Fuente: PVGIS

En la imagen anterior se puede observar cómo es la funcionalidad de este software. En la parte izquierda de la imagen tenemos un mapa del mundo donde podemos clicar en una zona o buscarla mediante la dirección o también introduciendo las coordenadas de latitud y longitud. En la parte derecha se encuentra los datos que se van a introducir para realizar la búsqueda de datos. La base de datos utilizada para el estudio que se quiere realizar se llama "PVGIS-SARAH2", es una de las más actualizadas de la aplicación con los datos de los años más recientes. También introducimos datos

como el tipo de tecnología fotovoltaica, en nuestro caso silicio cristalino, y también las opciones de montaje que se tienen que calcular previamente para introducirlos en el software.



The screenshot shows the 'DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA' (Average Daily Irradiance Data) section of the PVGIS software. On the left, a sidebar contains navigation options: 'CONECTADO A RED', 'FV CON SEGUIMIENTO', 'FV AUTÓNOMO', 'DATOS MENSUALES', 'DATOS DIARIOS', 'DATOS HORARIOS', and 'TMY'. The main panel is titled 'DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA' and includes the following settings:

- Base de datos de radiación solar*: PVGIS-SARAH2 (dropdown menu)
- Mes*: Enero (dropdown menu)
- Time zone: Hora UTC, Hora local
- Sobre plano fijo:**
 - Irradiancia
 - Irradiancia cielo claro
 - Inclinación [°]: 35 (input field)
 - Azimut [°]: 0 (input field)
- Sobre plano con seguimiento:**
 - Irradiancia
 - Irradiancia cielo claro
- Temperatura:**
 - Perfil diario de temperatura

Ilustración 2: Interfaz de introducción de datos de irradiancia en PVGIS. Fuente: PVGIS.

En nuestro caso utilizaremos los datos promedio diarios de irradiancia para un día tipo de cada mes. Estos archivos se descargan en formato CSV para introducirlos posteriormente en el programa de cálculo que realiza el estudio.

2.2. SolarEdge Designer

SolarEdge Designer es una herramienta del software proporcionado por SolarEdge Technologies, una empresa líder en soluciones de energía solar. Este software se utiliza para diseñar y planificar sistemas de energía solar fotovoltaica que utilizan inversores y optimizadores SolarEdge. En el caso de nuestra instalación, como no se utilizará este tipo de inversores, haremos el uso de este para realizar el diseño 3D de la nave industrial de la empresa de Bimar, y calcular las zonas con sombras a lo largo del año.

2.3. HOMER Pro.

HOMER Pro es un software de modelado y optimización para sistemas de energía renovable, especialmente para proyectos de generación distribuida, micro-redes y sistemas híbridos. Este programa ayuda en el diseño, análisis y simulación de sistemas de energía, permitiendo a los usuarios evaluar combinaciones de fuentes de energía y combinaciones de características dentro de la fuente de energía seleccionada para el estudio.

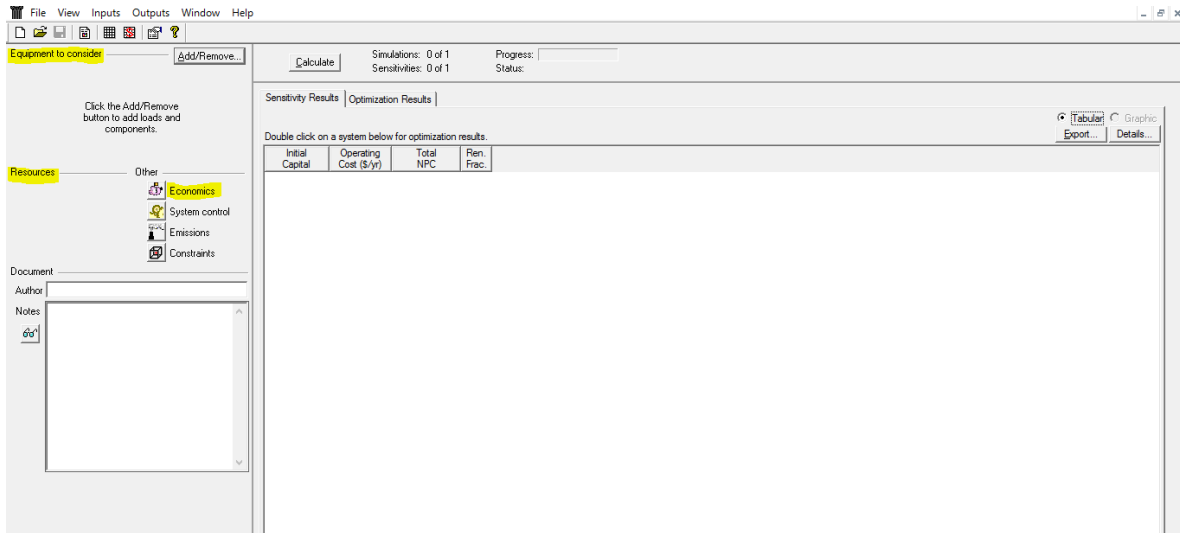


Ilustración 3: Interfaz del programa HOMER Pro. Fuente: HOMER Pro.

En la imagen anterior se puede ver la interfaz que este contiene para realizar los análisis. En primer lugar, se tienen los equipos a considerar, en esta parte del programa se introducen los elementos y equipos que se necesitan para el estudio introduciendo sus características energéticas y económicas. Por otro lado, tenemos los recursos que se basan en la introducción en el estudio de datos solares como la irradiación mensual real del lugar donde se quiere realizar el estudio. También se puede introducir datos económicos de gran relevancia en un estudio de estas características.

2.4. AutoCAD.

AutoCAD es un software de diseño asistido por computadora desarrollado por Autodesk. Este programa proporciona un entorno de trabajo en el que los usuarios pueden crear dibujos en dos dimensiones (2D) y modelos en tres dimensiones (3D).

En nuestro caso se ha utilizado para la realización de los planos del proyecto que engloban los planos que muestran la disposición de los paneles en cubierta y como están conectados entre ellos.

También se realiza el unifilar que muestra el esquema eléctrico de conexiones y dimensiones de cableado y protecciones.

3.EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento es de vital importancia para un proyecto de este tipo. De aquí se extraen las características del lugar como la ubicación de donde se extrae el recurso solar y las características de orientación y del emplazamiento donde se quiere realizar la instalación.

3.1. UBICACIÓN

La instalación solar se realizará en la cubierta de la empresa Bimar S.L la cual se ubica en el municipio de Biar, en la provincia de Alicante (España). Las coordenadas geográficas y ubicación en el mapa se muestran a continuación:

- Longitud: $-0,777790^{\circ}$
- Latitud: $38,634502^{\circ}$

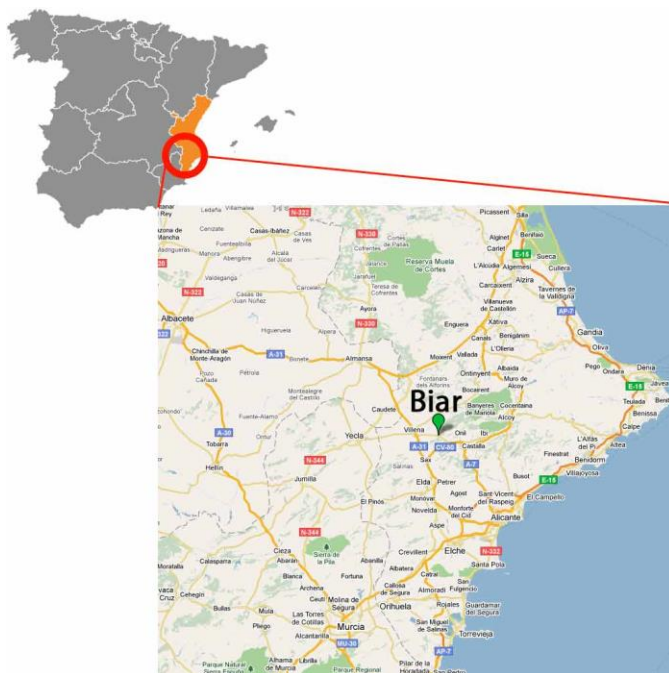


Ilustración 4: Ubicación de la localidad del pueblo de Biar. Fuente: Elaboración propia a partir de Paint.



Ilustración 5: Ubicación de la empresa Bimar. Fuente: Elaboración propia a partir de Google earth.

La accesibilidad para llegar a la empresa de Bimar S.L es muy buena pues tenemos la carretera de Biar-Villena remodelada hace 3 años y por lo tanto en perfectas condiciones para el transporte de material.

El acceso desde la autovía A-31 a la carretera CV-799 con dirección Biar es la ruta más rápida para el transporte de materiales. Una vez tomada esta carretera se debe seguir hasta la primera rotonda que hay junto a la gasolinera y tomar la tercera salida. Seguidamente giraremos a mano derecha y llegaremos a otra rotonda donde se tomará la segunda salida en Av. Beneixama, donde encontraremos al final a mano derecha el emplazamiento.

3.2. ORIENTACIÓN

La orientación de una instalación solar es un factor crucial para la optimización de su rendimiento y para aprovechar al máximo la radiación solar disponible en un determinado emplazamiento.

Bimar S.L, situado en la provincia de Alicante, España, goza de un clima mediterráneo con una gran cantidad de días soleados a lo largo del año. Para aprovechar al máximo la radiación solar en esta zona, los paneles deben estar orientados hacia el sur geográfico. Esta es la orientación que permite captar la mayor cantidad de radiación solar durante las horas del día, especialmente las horas de radiación.

También existen otras configuraciones respecto a la orientación como la este-oeste que nos permite obtener una producción de energía más uniforme. Al distribuir la captación de radiación solar a lo largo de la mañana y tarde, en lugar de concentrarla en el mediodía, se puede obtener una producción de energía más uniforme a lo largo del día. Esto puede ser especialmente útil en áreas con patrones climáticos variables o cuando se busca una producción de energía más constante en lugar de un pico máximo en un momento específico.

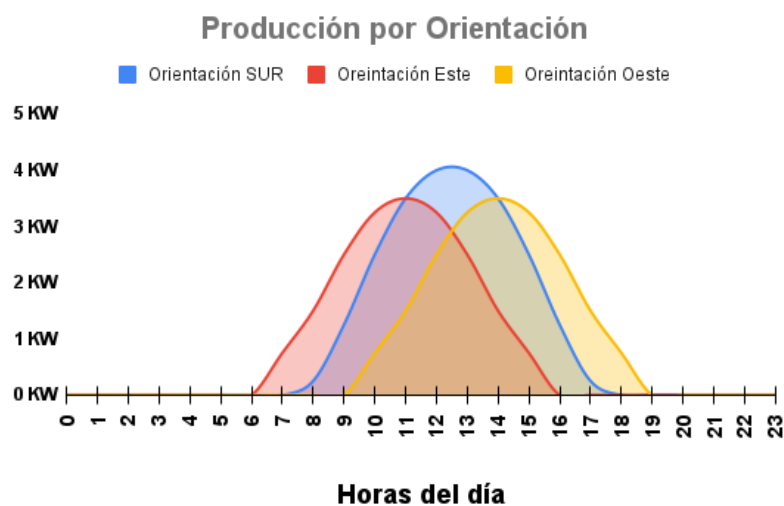


Ilustración 6: Curva de producción según la orientación del módulo. Fuente: SolBrick.

Si nos fijamos en la cubierta de la empresa, tiene una orientación sudoeste, con un acimut calculada mediante AutoCAD de 25°. Esta orientación nos permite que la producción obtenga su pico máximo en las horas centrales del día, incluso se podría decir que el pico estaría un poco más desplazado hacia las horas de la tarde.



Ilustración 7: Área de la cubierta en la empresa de Bimar. Fuente: Google earth.

3.3.DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

La descripción del edificio nos da a conocer los datos geométricos de este como puede ser la inclinación de la cubierta o la orientación respecto al sur también conocido como azimut. También es importante conocer las posibles sombras que se pueden crear por edificios colindantes.

3.3.1. ALTURAS DE LA CUBIERTA

La altura del edificio donde se ubicará la instalación solar es un punto clave también para tener en cuenta en el diseño y planificación del proyecto. La altura del edificio puede influir en varios aspectos relacionados con la generación de energía solar y la viabilidad técnica de la instalación.

La altura del edificio puede tener un impacto importante en la disponibilidad de espacio para la instalación de los paneles solares. Si el edificio tiene una altura considerable, es necesario evaluar cuidadosamente el área de la azotea o las superficies disponibles para la colocación de los paneles solares. La cantidad de espacio disponible y su orientación respecto al sol como hemos tratado en el punto anterior serán determinantes para poder determinar la capacidad y eficiencia de la instalación solar.

La cubierta donde se instalarán los paneles se trata de una cubierta a dos aguas con una altura de 7 metros y una inclinación de 10° hasta la cumbre que se sitúa a una altura de 8,82 metros.

A continuación, se mostrará una imagen en tres dimensiones donde se ha representado como es visualmente la estructura del edificio utilizando la herramienta de SolarEdge designer.

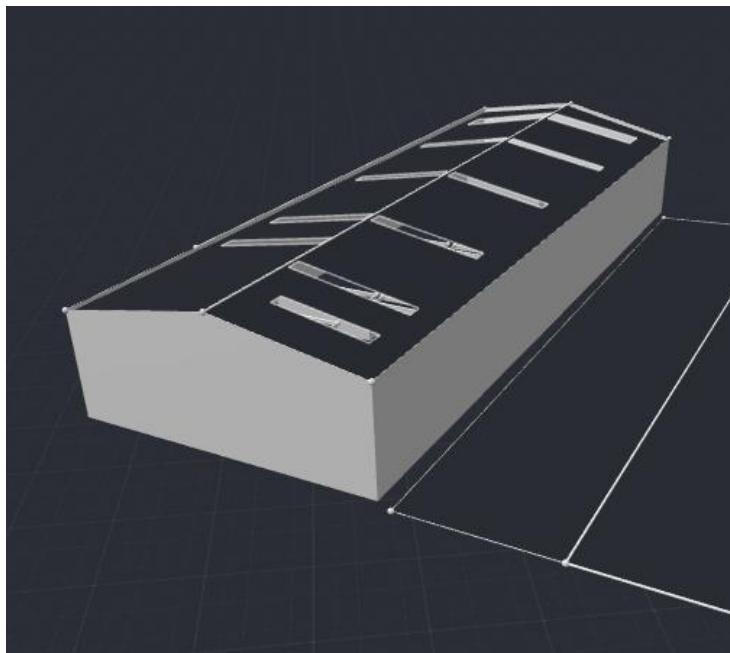


Ilustración 8: Perspectiva en 3D de la nave industrial. Fuente: SolarEdge designer.

Como la orientación e inclinación del edificio son suficientemente óptimas, se opta por la instalación coplanar que no requiere de estructuras de montaje que harían mucho más complejo el trabajo, además de aumentar significativamente el precio de la instalación sin la obtención en este caso de una gran mejora en la eficiencia del sistema.

3.3.2. SOMBRAS

La presencia de sombras en la instalación solar puede tener un impacto muy importante en el rendimiento y eficiencia de las strings. Es importante considerar detenidamente las posibles fuentes de sombreado y sus efectos en la instalación solar.

Uno de los factores a considerar son los obstáculos físicos cercanos, como edificios, árboles o estructuras adyacentes. Estos elementos pueden proyectar sombras sobre los paneles en diferentes momentos de día, reduciendo su capacidad de producción en la generación de energía. Es por eso esencial realizar un análisis detallado del entorno y considerar la altura, la ubicación y la posición del sol a lo largo del año para identificar las horas y los períodos en los que se producirán esas sombras significativas.

En el caso de nuestra instalación no tenemos arboles lo suficientemente altos para que nos produzcan sombras, pero, sin embargo, hay otra nave construida pared con pared un poco más alta.

Las dimensiones que hemos medido para la nave colindante son de 8,5 metros de paredes con una inclinación también de 10° hasta llegar a la cumbrera situada a una altura de 10 metros respecto el nivel del suelo.

Con el programa SolarEdge designer se puede emular las posibles sombras que tendríamos en la cubierta, sabiendo que el día del año más desfavorable es el 21 de diciembre, pues es el día en el que el sol si sitúa a menor altura. A continuación, se mostrará una imagen donde tendremos coloreadas las cubiertas desde un tono más claro para las zonas donde tenemos más irradiación y con un tono más oscuro para las zonas de menos irradiación y por lo tanto de posibles sombras.

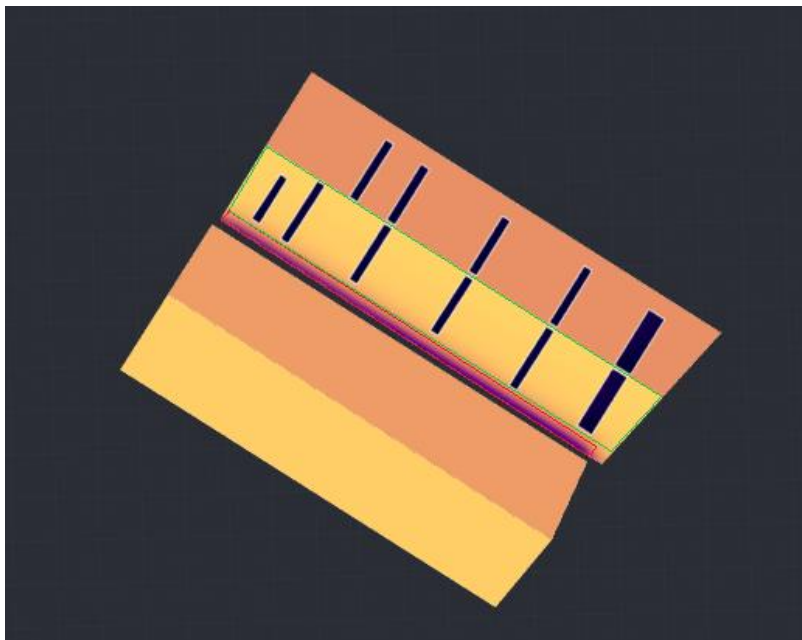


Ilustración 9: Mapa de irradiación sobre la cubierta de la nave industrial. Fuente: SolarEdge designer.

Como podemos observar en la *ilustración 9*, tenemos una zona delimitada por un recuadro en líneas de color rojo, que nos marca las posibles sombras que puede causarnos el edificio vecino en la parte inferior de la cubierta donde vamos a realizar la instalación. Por otro lugar, tenemos otro perímetro marcado con un recuadro en líneas verdes donde tenemos señalada la zona libre de sombras y donde obtendremos el 100% de la irradiación diaria en el caso de instalar los módulos en esa superficie.

4. DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda energética es pieza clave en el proceso de estudio. Aquí se recolecta la información necesaria para conocer los consumos y como se distribuyen los consumos dentro de las franjas horarias del perfil horario de trabajo dentro de la empresa.

4.1. CONSUMOS MENSUALES

La empresa Bimar S.L requiere de la utilización de una gran cantidad de energía anual para poder alimentar sus instalaciones y equipos, incluyendo sistemas de iluminación, maquinaria, equipos informáticos y otros dispositivos. El consumo mensual de energía eléctrica se mide en kilovatios hora (kWh) y se registra mediante contadores para evaluar la eficiencia energética y buscar oportunidades de ahorro mediante la implementación de medidas como la actualización de equipos más eficientes, el uso de iluminación LED y la optimización de los horarios de trabajo. En el caso nuestro, se buscará la oportunidad de ahorro mediante el uso de la fotovoltaica.

Los consumos mensuales han sido recogidos mediante las curvas de carga de los consumos horarios y clasificados posteriormente para cada hora de cada mes del año. También se han recogido datos importantes de las facturas para el estudio como el tipo de tarifa que se tiene contratada, el término variable referido a la energía que se ha consumido en cada periodo y la potencia contratada para cada periodo. A continuación, se mostrará una gráfica de la energía total consumida en cada mes del conjunto de días laborables y no laborables.

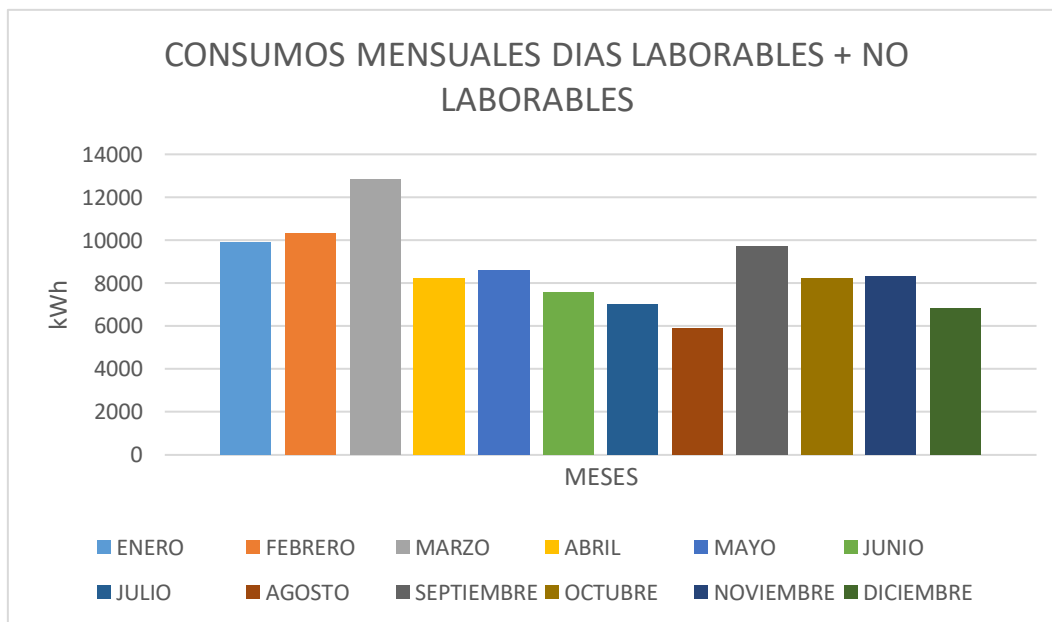


Ilustración 10: Gráfico de barras del consumo mensual total. Fuente: Elaboración propia a partir de curvas de carga.

El mes donde se encuentra el mayor consumo es el de marzo. El mes de agosto, destaca por ser el mes de menor consumo que coincide en este caso con al periodo de vacaciones y por lo tanto el momento del año donde los equipos eléctricos de la empresa están funcionando menos tiempo.

4.2. PRECIOS DE LA ENERGÍA Y TENDENCIA A FUTURO

En cuanto a los precios que se van a utilizar para el estudio, se recogerán los precios de la actual tarifa y también la predicción de precios a futuro. Para poder ver cuál es la tendencia a futuro de los precios, se utiliza los datos de futuros precios del OMIP. OMIP es un acrónimo del Operador de Mercado Ibérico – Polo Portugués el cual tiene varias funciones y objetivos, pero en este caso nos centramos en la más importante, la previsión de precios de la energía a futuro.

SPEL Base Futures - Year													
Contract name	SESSION INFO			LAST DEAL			END OF DAY INFO			REFERENCE PRICES		Transparency info	
	Best bid (€/MWh)	Best Ask (€/MWh)	Volume (MWh)	Price (€/MWh)	Time	Volume (MWh)	Open Interest	Nr of Contracts	OTC volume (MWh)	D (€/MWh)	D-1 (€/MWh)		
FTB YR-24	n.a.	n.a.	17568	91.75	03h:53m:28s	8784	305	2	0	91.75	92.35		
FTB YR-25	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	134	0	0	71.00	73.00		
FTB YR-26	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	115	0	0	62.00	62.50		
FTB YR-27	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	109	0	0	59.00	59.50		
FTB YR-28	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	99	0	0	52.11	52.61		
FTB YR-29	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	96	0	0	46.88	46.88		
FTB YR-30	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	96	0	0	45.43	45.43		
FTB YR-31	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	96	0	0	44.21	44.21		
FTB YR-32	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	10	0	0	42.97	42.97		
FTB YR-33	n.a.	n.a.	0	n.a.	n.a.	n.a.	10	0	0	42.95	42.95		

Ilustración 11: Tendencia de precios de la energía según la OMIP. Fuente: OMIP.

Mediante los precios que nos proporcionan para los próximos 10 años, construimos una gráfica de la cual extraemos la ecuación que marca la tendencia de los precios a futuro de la OMIP. A continuación, se muestra dicha gráfica.

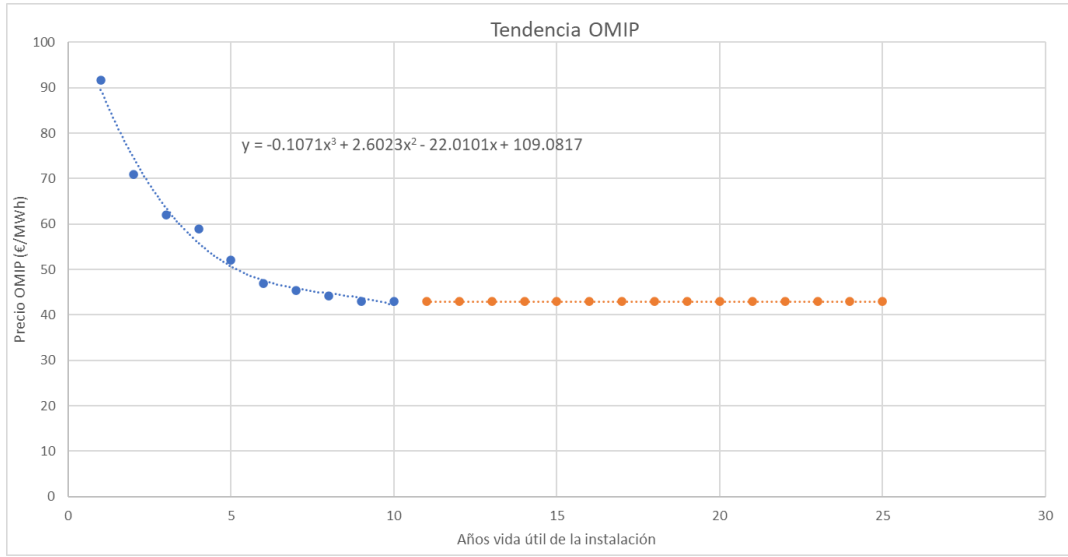


Ilustración 12: Gráfica de la tendencia de precios con los datos de la OMIP. Fuente: Elaboración propia a partir de precios OMIP.

Como se puede observar en la gráfica de la *ilustración 12*, la tendencia del precio de la energía a futuro es a la baja. Tomando como precio de partida el precio medio actual de la tarifa de la empresa, se calcula mediante el polinomio que predice la tendencia para nuestro precio de energía en los próximos 25 años. Se representa dicho cálculo mediante una gráfica como la anterior.

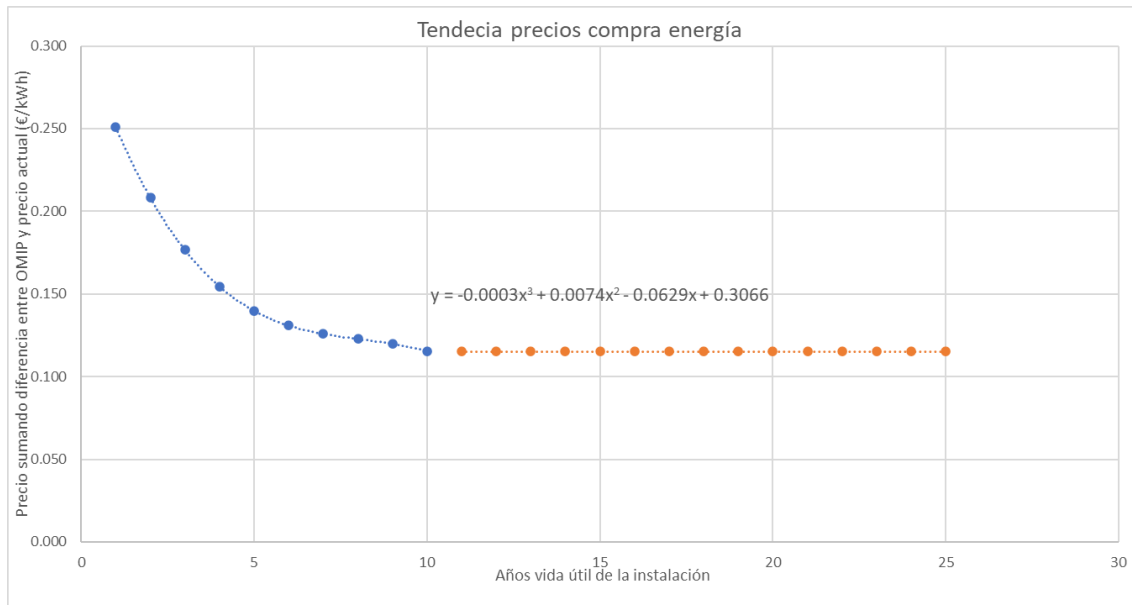


Ilustración 13: Gráfica de la tendencia de precios de energía de la empresa. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos OMIP.

A continuación, se muestran los valores calculados mediante la tendencia para el precio medio de la energía de los próximos 10 años y el precio de la energía en el año 10.

- Tipo de tarifa: 3.0TD (6 periodos)

PRECIOS ACTUALES POTENCIA Y ENERGÍA

Periodo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/kW*mes	1.207	0,935	0,437	0,356	0,218	0.154

Tabla 2: Precios de la potencia contratada de la actual tarifa en la empresa. Fuente: Elaboración propia a partir de factura eléctrica de Bimar.

Periodo	E1	E2	E3	E4	E5	E6
€/kWh	0,3132	0,2642	0,2452	0,2347	0,2316	0,2309

Tabla 3: Precios de la energía en cada periodo de la actual tarifa en la empresa. Fuente: Elaboración propia a partir de factura eléctrica de Bimar.

PRECIO MEDIO DE ENERGÍA DE LOS PRÓXIMOS 10 AÑOS

Periodo	E1	E2	E3	E4	E5	E6
€/kWh	0,1914	0,1612	0,1495	0,1427	0.1409	0,1403

Tabla 4: Precio medio de la energía de los próximos 10 años según la tendencia de la OMIP. Fuente: Elaboración propia a partir de predicción precios OMIP.

PREDICCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA A LOS 10 AÑOS

Periodo	E1	E2	E3	E4	E5	E6
€/kWh	0,1429	0,1203	0,1116	0,1065	0.1052	0,1047

Tabla 5: Predicción del precio de la energía a los 10 años según la tendencia de la OMIP. Fuente: Elaboración propia a partir de predicción precios OMIP.

Una vez tenemos los precios actuales y la predicción a futuro en los próximos diez años podemos realizar un análisis más exhaustivo del proyecto fotovoltaico.

La tarifa 3.0TD es una modalidad de tarifa que se aplica en el suministro de energía eléctrica en España. Esta tarifa está destinada a usuarios con una potencia contratada superior a 15 kW y se caracteriza por tener un perfil de consumo más elevado

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 14: Distribución horaria de periodos de cada mes en la tarifa 3.0TD. Fuente: EnergiGreen.

En la *ilustración 14*, se quiere mostrar cómo se distribuyen los periodos de esta tarifa durante todo el año siendo el periodo P6 el correspondiente a la compra de energía más barata y el P1 el más caro.

4.3. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA

La distribución de la demanda se resume en la cantidad de energía consumida para cada periodo horario en un día. El horario que se sigue en la empresa es de 6:00 de la mañana a 19:00 de la tarde, habiendo un descanso a medio día para comer de 13:00 a 15:00.

Mediante las curvas de carga vamos a representar gráficamente el consumo horario del mes donde más se ha consumido en este último año para comprobar que el horario de la empresa hace referencia a los consumos.

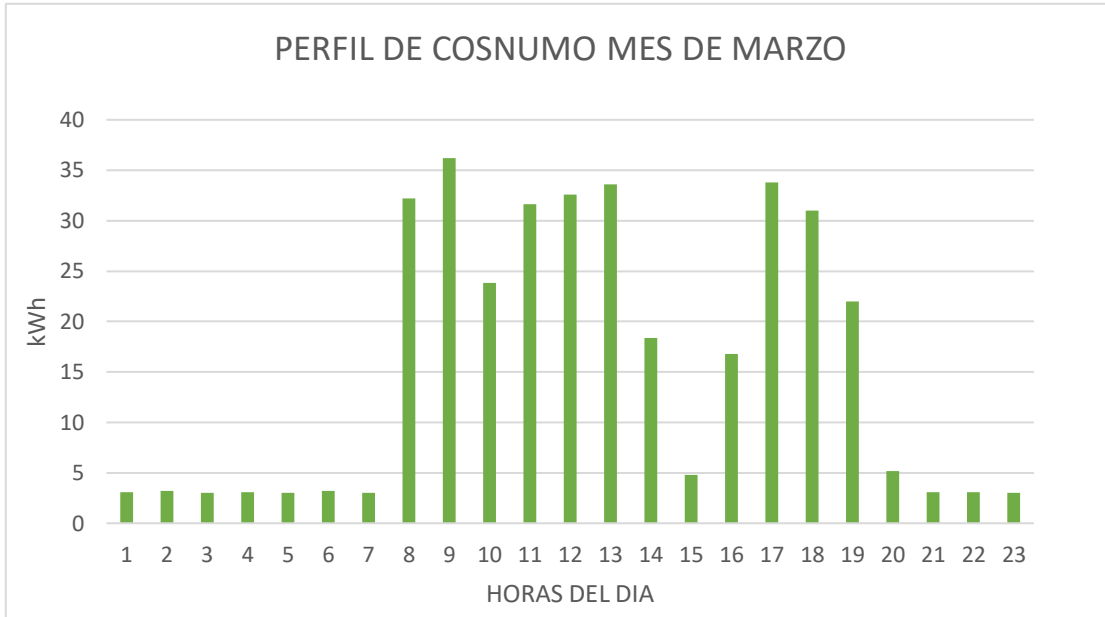


Ilustración 15: Gráfica del perfil de consumo del mes de marzo. Fuente: Elaboración propia a partir de curvas de carga de Bimar.

En la anterior gráfica se ha representado el perfil de consumo del mes de marzo, donde podemos observar el comienzo del día laboral a las 6:00, hora en la cual se empieza a encender las máquinas y aparatos eléctricos. A partir de las 8:00 tenemos todos los consumos posibles hasta las 13:00 donde se paran máquinas para comer y se vuelve a retomar el trabajo a las 15:00. Finalmente, a las 18:00 se empiezan a apagar las máquinas hasta las 19:00 que se termina la jornada laboral. En las horas no laborables, existe un consumo mínimo de ciertos aparatos con un valor fijo, alrededor de 3 kWh para esos días.

Este punto es de los más importantes en el estudio, ya que a partir de aquí se decidirán que potencia pico es necesario instalar para cubrir la demanda de la manera óptima posible desde el punto de vista económico para la empresa.

5. RECURSO ENERGÉTICO

El recurso energético nos aporta la información sobre el potencial energético que puede aportar el sol en este caso, en la localización donde se quiere realizar la instalación solar fotovoltaica. Obtener estos datos es de gran importancia para el estudio. Se utiliza el programa PVGIS para la obtención de estos datos.

5.1. RECURSO SOLAR

El recurso solar hace referencia a la cantidad de radiación solar disponible en un lugar específico durante un período de tiempo determinado. Se mide típicamente en términos de la cantidad de radiación solar incidente que llega a un área determinada durante un intervalo de tiempo, generando en kilovatios-hora por metro cuadrado por día (kWh/m²/día).

5.1.1. CLIMA

El emplazamiento de la instalación solar se encuentra en Biar, una localidad situada en una región de clima mediterráneo. Este clima se caracteriza por inviernos suaves y veranos cálidos y secos, con una cantidad significativa de horas de sol a lo largo del año.

Durante los meses de verano, Biar experimenta temperaturas elevadas, con máximas que pueden superar los 30°C, siendo la máxima en 2021 de 40°C. Estas condiciones climáticas favorables en términos de radiación solar ofrecen una gran oportunidad para la generación de energía solar. Los paneles solares instalados en la cubierta de Bimar S.L se beneficiarán de una alta radiación solar sin llegar a temperaturas extremas, lo que contribuirá a una mayor producción de energía eléctrica.

Sin embargo, también es importante tener en cuenta la variabilidad estacional y diaria en las condiciones climáticas. Durante los meses de invierno, la localidad de Biar puede experimentar una disminución en las horas de sol y temperaturas más frescas. Estos factores pueden influir en la cantidad de energía generada por la instalación solar. Además, es necesario considerar fenómenos climáticos como nubes, lluvias ocasionales y tormentas que pueden afectar la producción de energía solar en ciertos momentos.

Para maximizar la eficiencia de la instalación solar, se deben tener en cuenta estos factores climáticos al seleccionar el diseño de los paneles solares, la inclinación y orientación de las estructuras, así como el uso de tecnologías de seguimiento solar en el caso de que sea apropiado. Además, es recomendable realizar un seguimiento y monitoreo continuo del rendimiento de la instalación para evaluar su desempeño en relación con las condiciones climáticas locales.

5.1.2. IRRADIACIÓN

El análisis de la irradiación solar en el emplazamiento de la instalación también es objeto de estudio para poder evaluar el potencial de generación de energía solar. La cantidad y calidad de la radiación solar incidente en el área afectarán directamente el rendimiento y la eficiencia de los paneles solares.

La irradiación solar es la cantidad de energía radiante proveniente del sol que alcanza una superficie determinada, y es un factor clave para la generación de energía solar. En el caso de la zona de Biar,

se caracteriza por recibir una alta irradiación durante todo el año, factor que hace de esta ubicación un lugar idóneo para la producción fotovoltaica.

Para obtener los datos de irradiación, se ha hecho uso de la herramienta PVGIS. Esta herramienta nos proporciona datos reales de irradiación de años anteriores los cuales nos sirven para conocer las cantidades que podemos llegar a recibir cada mes.

Lo que se ha hecho ha sido calcular las irradiaciones para un día tipo de cada mes para la ubicación de la cubierta, con una inclinación de 10º y un acimut de 25º. Los datos de irradiación global que se van a mostrar en la siguiente tabla están representados en kWh/m².

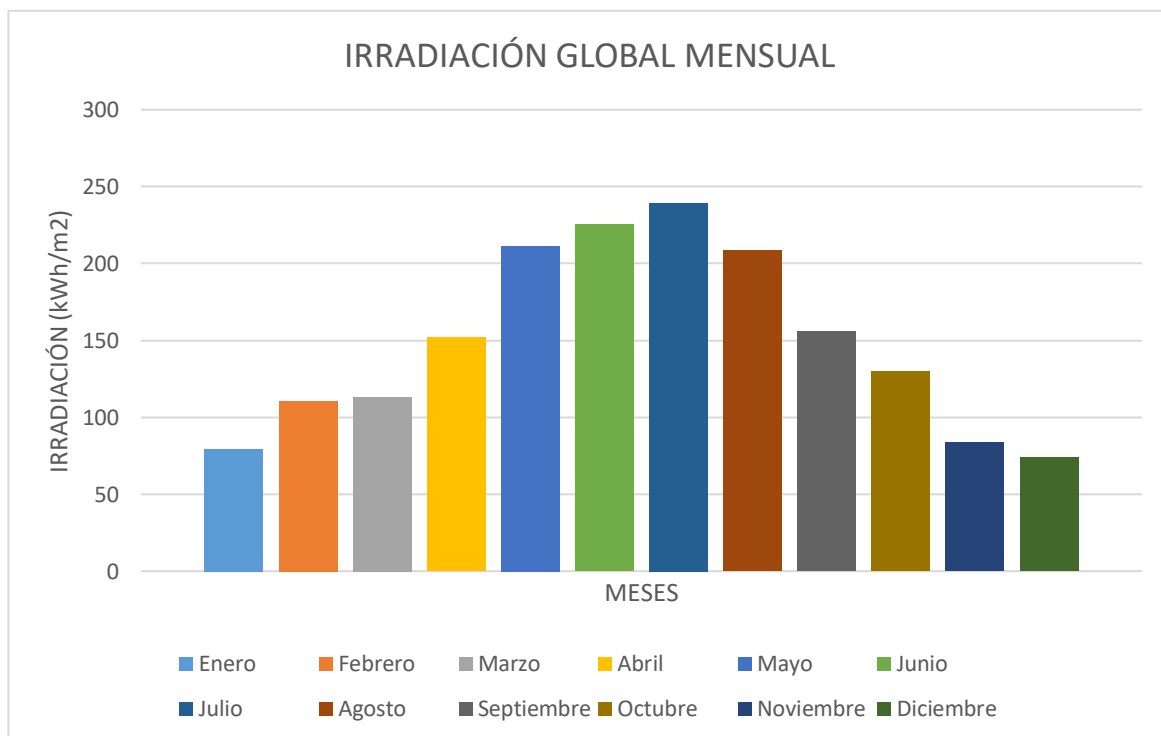


Ilustración 16: Gráfica de la irradiación mensual obtenida mediante PVGIS. Fuente: Elaboración propia a partir de PVGIS.

Una vez tenemos recogidos en una tabla estos datos podemos elegir el panel solar adecuado y calcular mediante la potencia nominal del panel una simulación de la producción que obtendríamos y con esto, cuanta demanda estaríamos cubriendo. Aprovechar adecuadamente esta irradiación solar a través de un diseño óptimo y un análisis preciso contribuirá a maximizar la eficiencia y la producción de energía en la instalación.

6. ESCENARIOS A ANALIZAR

Se deben contemplar diferentes escenarios en cuanto a la conexión de la instalación, ya sea como una instalación off-grid (desconectada de la red eléctrica) o como una instalación conectada a la red. Cada escenario presenta ventajas y desafíos distintos, y la elección adecuada dependerá de las necesidades y objetivos específicos de la empresa.

6.1. INSTALACIONES NO CONECTADAS A RED

Por un lado, una instalación “off-grid” implica que esta funcione de manera independiente, sin estar conectada a la red eléctrica. En este escenario, la energía generada por los paneles solares se almacena en baterías para su uso posterior. Este tipo de instalación permite a Bimar S.L ser completamente autosuficiente en términos de energía eléctrica. Esto puede ser especialmente beneficioso en áreas remotas o donde la conexión a la red eléctrica puede ser costosa o limitada.

En este escenario se debe realizar un análisis detallado de la demanda energética de la empresa y dimensionar correctamente la capacidad de generación y almacenamiento. Esto garantizará que la instalación pueda satisfacer las necesidades de energía incluso durante períodos de baja radiación solar.

Por último, también cabe destacar que este tipo de instalaciones suelen ser más complejas y costosas que una conectada a la red, debido a la necesidad de inversores y sistemas de almacenamiento de energía adicionales, como baterías. Además, se requiere un mantenimiento para asegurar el rendimiento y vida útil de los sistemas de almacenamiento.

Para poder realizar una instalación tipo “off-grid” en este tipo de empresas con consumos tan elevados, se debería realizar un sobredimensionamiento muy grande de la instalación a parte de hacer uso de grupos auxiliares de energía como grupos electrógenos lo que significaría un coste mucho más elevado de la inversión a realizar por Bimar. En este tipo de casos, donde no hay problemas de abastecimiento energético, lo más normal es no hacer uso de este tipo de instalaciones.

6.2. INSTALACIONES CONECTADAS A RED

En el contexto de la legislación española, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica se rigen por una serie de normativas y regulaciones que abordan tanto el autoconsumo como la inyección de excedentes de energía en la red. Estas regulaciones están diseñadas para fomentar la generación distribuida de energía y garantizar una transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y eficiente.

En el caso del autoconsumo sin excedentes, el Real Decreto 244/2019 establece las condiciones y requisitos para este tipo de instalaciones. Algunos puntos clave incluyen:

- **Registro de la Instalación:** Es obligatorio registrar la instalación de autoconsumos ante el Registro de Autoconsumos de Energía Eléctrica (RAEEL) de la comunidad autónoma correspondiente.
- **Potencia Instalada:** La potencia instalada de la planta de generación debe ser igual o inferior a la potencia contratada en el punto de suministro.

- **Compensación de Energía:** No se permite la compensación de excedentes de energía. Toda la energía generada se consume directamente en el punto de suministro.

En caso de autoconsumo con excedentes, la regulación permite la inyección de la energía sobrante en la red eléctrica. Algunos aspectos destacados incluyen:

- **Compensación de Excedentes:** La energía excedentaria generada por la instalación puede ser inyectada en la red y se compensa con el consumo de energía de la red en momentos en que la instalación no está generando suficiente energía.
- **Potencia instalada:** La potencia instalada de la planta de generación debe ser igual o inferior a la potencia contratada en el punto de suministro.
- **Registro de la Instalación:** También es necesario registrar la instalación en el RAEEEL correspondiente.

La modalidad de autoconsumo con excedentes se divide en:

Autoconsumo con excedentes acogidas a compensación.

En este tipo de modalidad, los excedentes no consumidos por el productor son inyectados a red para en un futuro se recompensados económicamente. El autoconsumo podrá ser individual o colectivo, en función si es uno o son varios los consumidores que están asociados a la instalación de generación.

Para que el consumidor pueda acogerse a un mecanismo de este tipo se deben cumplir una serie de condiciones:

- La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- La potencia total de la instalación de producción no sea superior a 100 kW.
- Exista un único contrato de suministro para consumo y para los servicios auxiliares de producción con una empresa comercializadora.
- El consumidor y el productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes.
- La instalación de producción no tenga un régimen tributario adicional o específico.

Dentro de esta modalidad, según el RD 244/2019 los dos tipos de conexión que puede haber son las instalaciones próximas en red interior y las instalaciones próximas a través de red.

Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación.

Esta modalidad permite vender todos los excedentes que tenga la instalación al mercado eléctrico por lo que sería productor, no autoconsumidor, y debería responder como tal. Hacer uso de esta modalidad supone darse de alta como productor de energías renovables en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y hacer frente a trámites fiscales y administrativos pertinentes, ya que se considera que estamos llevando a cabo una actividad económica.

En cuanto a los límites de potencia para autoconsumos acogidos a compensación, estos se basan en la potencia contratada en el punto de suministro y pueden variar según el tipo de consumidor:

Para consumidores domésticos, el límite de potencia instalada para el autoconsumo con compensación de excedentes es de 100 kW. En el caso de consumidores no domésticos como Bimar, el límite aumenta hasta los 500 kW para instalaciones de uso industrial o comercial.

A continuación, se muestra como resumen una tabla donde se clasifican las modalidades de autoconsumo en base al proceso de conexión a la red que pueden realizar las instalaciones:

MODALIDADES		CONEXIÓN A LA RED		MEDIDA	SOLICITUD AyC	
		Individual	Colectivo			
Sin excedentes (antivertido)		✓	✗	A red interior	1 EM en PF	Exentas
Con excedentes	<ul style="list-style-type: none"> Acogido a compensación No acogida a compensación 	✓	✓	A red interior	+EM en Generación Si Colectivo	Exentas ≤ 15 kW en suelo urbanizado
		✗	✓	A instalaciones enlace comunes (E. Autoconsumida no usa RdD)*	Múltiples configuraciones	
		✓	✓	A RdD*, compartiendo CT de BT/ 500 m / distancia <500 m o 2000m FV en cubierta, suelo industrial o estructuras con otro uso / misma referencia catastral		

✓ Caso habitual
 ✗ Excepcional, pero posible
 *RdD= Red de Distribución

Ilustración 17: Tabla resumen de las modalidades de autoconsumo. Fuente: Queluzca.

Analizando las diferentes opciones que hay, el tipo de modalidad elegida para la instalación en la empresa de Bimar es la acogida a compensación de excedentes. Para llevar a cabo esta modalidad debemos cumplir con las condiciones marcadas por el reglamento y llevar a cabo un contrato con la empresa comercializadora acordando el valor de compensación del kWh vertido a red.

7. SELECCIÓN DE COMPONENTES

La selección de componentes es de vital importancia para la configuración de la instalación ya que obtendremos datos necesarios para posteriormente realizar los cálculos pertinentes y comprobar que los componentes seleccionados son los adecuados. Además, también sirve para intentar seleccionar los componentes intentando realizar un buen balance entre la calidad del producto y el precio al que lo conseguimos.

7.1. PANELES SOLARES

Para la elección de los paneles solares contamos hoy en día con diferentes tipos de tecnologías para poder capturar y convertir la energía solar en electricidad. Estos, también conocidos como módulos fotovoltaicos, son dispositivos claves en las instalaciones fotovoltaicas, pues son los encargados de crear a partir de los fotones, la electricidad de corriente continua (CC).

Los paneles solares utilizan la tecnología fotovoltaica para generar electricidad a partir de la radiación solar mediante el efecto fotoeléctrico. Están compuestos por células solares, generalmente de silicio, que absorben la luz solar y liberan electrones, generando de esta manera la corriente eléctrica.

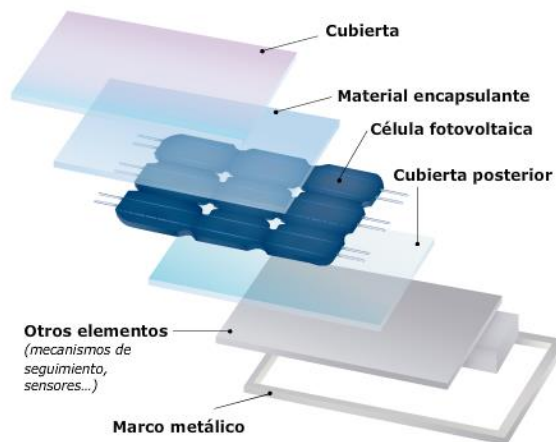


Ilustración 18: Partes de un panel fotovoltaico. Fuente: APREAN.

Para el caso de nuestra instalación, vamos a utilizar un panel de células monocristalinas tipo N ya que por una parte las condiciones climáticas del emplazamiento son muy favorables para un uso muy eficiente de estos paneles. Además, como se ha comentado anteriormente, los paneles monocristalinos se han acercado bastante al precio de los policristalino en comparación con años anteriores donde se diferenciaba notoriamente el elevado precio de estos con respecto los policristalinos.

El modelo exacto de panel que se utilizara es el "JKM570N-72HL4" de 570Wp. En cuanto al fabricante JinkoSolar, es uno de los que más paneles vende a nivel mundial. Este fabricante distribuye sus productos solares y vende sus soluciones y servicios a diversos públicos a nivel internacional, clientes comerciales y residenciales con base en China, los Estados Unidos, Japón, Alemania, el Reino Unido, Chile, Sudáfrica, India, México, Brasil, los Emiratos Árabes, Italia, España, Francia, Bélgica, y otros países y regiones.

A continuación, vamos a recoger los parámetros del panel solar que se ha elegido para la instalación y en los cálculos justificativos se procederá al cálculo de los parámetros eléctricos teniendo en cuenta las temperaturas máximas y mínimas que se pueden llegar a alcanzar en el emplazamiento de la instalación.

Datos STC del módulo:

Pmpp (W)	570
Vmpp (V)	42,07
Impp (A)	13,55
Voc (V)	50,74
Isc (A)	14,31
Coeff P (%/K)	-0,30
Coeff V (%/K)	-0,25
Coeff I (%/K)	0,046
NOCT (°C)	45

Tabla 6: Datos STC del panel solar JKM570N-72HL4. Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica del panel.

Las condiciones STC “Standard Test Condition”, hace referencia a las condiciones bajo las cuales se realizan los ensayos para obtener los valores de los datos de la tabla anterior. Para los ensayos se establece una irradiancia de 1000 W/m², una temperatura de 25 °C y un valor de masa de aire de 1,5

Este panel, lo encontramos a un precio de 130,63€ que saldría a 0,22 €/Wp lo cual es un valor razonable desde el punto de vista económico ya que los límites que se suelen estipular para la elección de los paneles suelen ser de valores menores a 0,3 €/Wp.

El rendimiento que se obtiene es del 22 %. Por otra parte, también destaca la degradación anual con un porcentaje del 0,40 % con 30 años de garantía de potencia lineal.

A continuación, se mostrará una tabla donde se comparan los datos del panel Jinko Solar de 570 kWp elegido para la instalación, con otros con la misma potencia y categoría similar.

PANEL	PRECIO (€/Wp)	RENDIMIENTO (%)	DEGRADACIÓN (%/año)	COEFF P(%/K)
Trina Solar Vertex	0,22	21,1	0,55	-0,34
Longi Solar Hi-Mo	0,24	22,1	0,40	-0,29
Canadian Solar HiKu6	0,23	22,1	0,40	-0,29

Tabla 7: Comparación paneles solares similares al JKM570N-72HL4. Fuente: Fichas técnicas paneles solares comparados.

Con los datos de interés comparados anteriormente, mediante las fichas técnicas de los módulos y los precios proporcionados por el distribuidor, finalmente realizando un balance entre el precio y la calidad se confirma que una buena elección es el modelo “JKM570N-72HL4” del fabricante Jinko Solar.

En cuanto a información adicional respecto a estos paneles, funcionan muy bien a altas temperaturas gracias a sus características libres de PID. Este panel tiene un rendimiento superior en condiciones de naturaleza severa, incluyendo tifones frecuentes, terremotos, nieve y viento, cerca de la costa, granja rodeada de amoníaco, etc., debido a unas características mecánicas superiores y resistentes al estrés químico. También destacan por generar más electricidad temprano en la mañana, ideal para el perfil de consumo del cliente, tarde en el día y en días nublados como resultado de tecnología de celdas y obleas solares de vanguardia.

Por último, este panel cuenta con la tecnología de célula partida (2x78). El módulo de célula partida es, en su concepto más básico, aquel que está formado, simplemente, por células fotovoltaicas de silicio cristalino, las cuales han sido partidas (generalmente, en dos mitades de igual tamaño), antes de ser colocadas en la cubierta posterior del módulo con una configuración de conexión en serie y paralelo distinto al habitual. La ventaja principal que nos aporta este tipo de tecnología es el buen comportamiento frente a sombras parciales, manteniendo un rendimiento bueno en el caso de que se nos presenten.

7.2. INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

El inversor de conexión a red es un componente esencial en una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. Su función principal es convertir la energía en forma de corriente continua que proviene de los módulos a corriente alterna. Esta transformación la consigue por medio de dispositivos de electrónica de potencia (transistores, trisores, bobinas, condensadores, etc) consiguiendo transformar una corriente lineal (CC), en una corriente sinusoidal de igual forma que se utiliza en los consumos domésticos y en las empresas.

A continuación, se muestra una ilustración donde se pretende mostrar la onda sinusoidal que se quiere crear para obtener la energía en forma de corriente alterna:

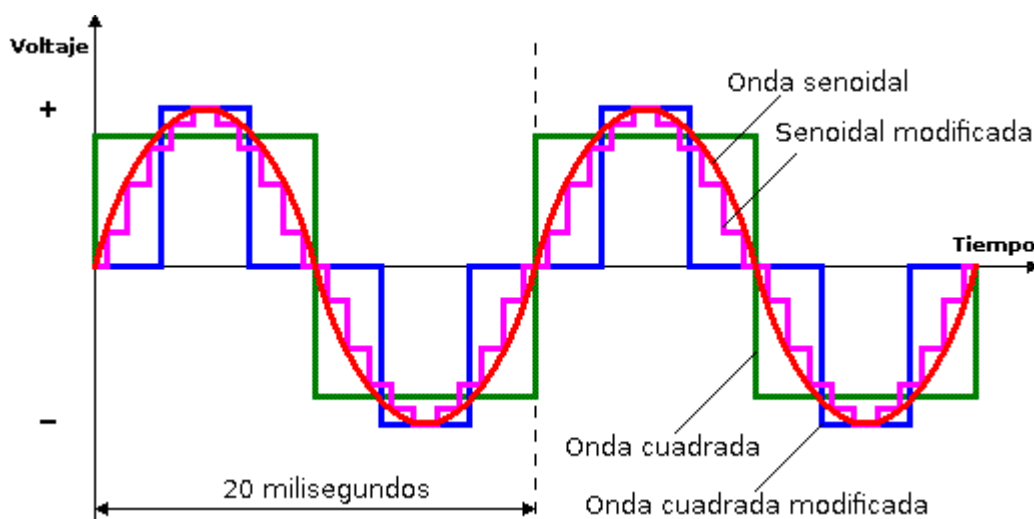


Ilustración 19: Onda sinusoidal de un inversor. Fuente: Imeon Energy

Generalmente existen dos tipos de inversores para este tipo de instalaciones en empresas. Por un lado, tenemos el inversor monofásico, que suele utilizarse más habitualmente en instalaciones residenciales pues su potencia no suele ser mayor a 10 kW. Estos inversores operan en una tensión de 230 voltios (monofásico).

Por otro lado, tenemos los inversores trifásicos que son el que utilizaremos en nuestra instalación ya que la potencia será superior a 10 kW. Estos inversores constan de tres fases o corrientes alternas distintas que dividen la instalación en tres partes a las que llega potencia constante. Sus normalizadas actualmente se adaptan a 400 voltios. Estos inversores trifásicos son los más adecuados para las industrias o empresas en las que se utilizan aparatos de gran consumo.

En nuestro caso utilizaremos un inversor trifásico del fabricante Huawei, exactamente el "SUN2000-50KTL-M3" de 50 kWn de potencia. Este modelo ofrece una capacidad de potencia adecuada para la instalación fotovoltaica en cuestión. Esta capacidad es un equilibrio óptimo entre el tamaño del sistema y la potencia de generación, lo que permite una generación de energía eficiente sin sobredimensionar la instalación. El modelo de Huawei permite un ratio máximo DC/AC de 1,5. Este término se refiere a la relación entre la potencia de entrada de la corriente continua proveniente del array solar, y la potencia de salida en corriente alterna del sistema de conversión como es el caso del inversor.

Por otra parte, destaca mucho el rendimiento de este con un valor máximo del 98,5 % lo que significa un valor extraordinario. Esto se debe a la tecnología avanzada que utilizan en este inversor para garantizar un seguimiento preciso del punto de máxima potencia (MPPT) y un rendimiento consistente en diversas condiciones ambientales. Este inversor proporciona 4 MPPT con 2 entradas para cada uno lo que permite una alta flexibilidad a la hora de dimensionar los strings.

Los inversores Huawei cuentan con una tecnología de fácil manejo, diseño sofisticado y posibilidad de monitorización online mediante un software propio, lo cual lo hace muy atractivo ya que con esto facilita mucho el mantenimiento de la instalación. Estos inversores son reconocidos internacionalmente por la calidad de los materiales con los que trabajan, la vida útil de sus inversores y su versatilidad de uso, además de un alto grado de protecciones integradas.

Con el software de monitorización que nos proporciona el fabricante se puede consultar el histórico de su producción y la evaluación para tener en todo momento constancia de que la instalación funciona correctamente como se preveía en los estudios realizados facilitando de esta manera el mantenimiento de la instalación. En el gráfico que ofrece su propio software se puede observar la energía generada por los paneles solares y cuánto está siendo el consumo en tiempo real.

El precio obtenido para el inversor es de 3.850 €, esto significa que el precio del Wn quedaría en 0,077 €/W. Desde el punto de vista del estudio económico es un valor muy favorable para la elección de este inversor. La elección del inversor se debe basar en el equilibrio entre costo y calidad, la potencia adecuada, la eficiencia energética y la reputación del fabricante, pues este inversor cumple con todos los puntos mencionados.

Vamos a recoger en una tabla los datos de algunos inversores de categoría pareja al que se ha elegido para la instalación y de esta manera comparar algunos datos relevantes:

INVERSOR	PRECIO (€/Wn)	EFICIENCIA (%)	MPPT	ENTRADAS POR MPPT	NIVEL DE PROTECCIONES
FRONIUS Tauro	0,126	98,5	3	1	Medio/Alto
Solar Edge SE50K	0,074	98,3	6	1	Bajo
SUNGROW SG50CX	0,080	98,7	5	2	Alto

Tabla 8: Comparación de inversores similares a SUN2000-50KTL-M3. Fuente: Fichas técnicas de inversores comparados.

El inversor “SUNGROW SG50CX”, tiene unas características muy similares al de Huawei por lo que también hubiese sido válida su utilización. En este caso el precio ligeramente superior ha sido el determinante de la elección.

A continuación, se va a recoger los parámetros de la ficha técnica del inversor que servirán para calcular la configuración del sistema solar.

DATOS DE ENTRADA (CC)	
V _{DC} máxima (V)	1100
Tensión nominal (V)	600
Corriente máxima de entrada por MPPT (A)	30
Corriente máxima de cortocircuito (A)	40
Tensión de operación MPP (V)	200-1000
Número de seguimientos MPPT	4
Número de entradas por MPPT	2
DATOS DE SALIDA (CA)	
Potencia nominal CA (W)	50.000
Corriente de salida I _{ac} (A)	79,8
Acoplamiento a red U _{ac} (V)	3N-400
Frecuencia (Hz)	50

Tabla 9: Datos de entrada y salida del inversor SUN2000-50KTL-M3. Fuente: Elaboración propia a partir de ficha técnica del inversor.

7.3. CONDUCTORES

Los conductores son otros de los elementos claves en una instalación fotovoltaica. Estos son los encargados de transportar la corriente en continua de los paneles al inversor, y en alterna desde el inversor a los consumos y a la red eléctrica. También son los encargados de formar el sistema de puesta a tierra para la protección contra posibles sobreintensidades y sobretensiones que puedan producirse.

En una instalación fotovoltaica para autoconsumo, se utilizan diferentes tipos de conductores para interconectar los diferentes componentes del sistema. A continuación, se describen los conductores que formarán parte del esquema eléctrico en la instalación fotovoltaica.

7.3.1. LADO DE CONTINUA

El cable utilizado para conducir la corriente continua entre paneles y hasta el inversor es un cable solar unipolar, exactamente el modelo “PV Rojo/Negro ZZ-F / H1Z2Z2-K”, de la marca Top Cable.

Es un tipo de cable diseñado específicamente para las aplicaciones fotovoltaicas. Estos conductores están fabricados con materiales capaces de resistir los rayos UV y las condiciones ambientales adversas. Están diseñados de forma que su conductor es de cobre electrolítico que permite una gran conductividad, además cuentan con doble asilamiento lo que proporciona mejor resistencia a los factores meteorológicos como la radiación solar directa o temperaturas extremas. Además, son libres de halógenos, material auto extingible que evita la llama y además evita la propagación de gases nocivos en caso de incendio. Estos cables son unipolares, al contrario que el cableado de alterna, no se fabrica agrupados en mangueras.

Las secciones más comunes son las comprendidas entre 4 mm², 6 mm², 10 mm² y 16 mm² a excepción de las instalaciones grande. Se debe calcular la sección según tensión, corriente, longitud y tipo de aislamiento. Para el cableado unipolar se requiere el uso de conectores MC3 o MC4 según la sección del cable que permite la fácil conexión entre los paneles para formar strings.

Los paneles generan energía en forma de corriente continua, por lo que se utilizan conductores de CC para interconectar los paneles solares entre sí y conectarlos al inversor o al regulador de carga en caso de instalación off-grid. Estos conductores deben ser dimensionados con sus correspondientes cálculos para soportar las posibles máximas corrientes que puedan generar los paneles solares.

En cuanto a los datos de interés y utilidad de este cable se recogen en la siguiente tabla:

Temperatura máxima del conductor (°C)	120
Temperatura máxima en cortocircuito (°C)	250
Temperatura mínima de servicio (°C)	-40
Transmitancia luminosa (%)	60
Precio (€/m)	2,72

Tabla 10: Datos del cableado de CC. Fuente: Elaboración propia a partir de Top Cable.

7.3.2. LADO DE ALTERNA

Una vez llega la corriente continua proveniente del panel solar al inversor, este la convierte en corriente alterna como bien hemos explicado anteriormente. Los conductores de AC se utilizan para interconectar el inversor al cuadro eléctrico principal de la instalación y alimentar la electricidad generada a los dispositivos y equipos eléctricos de la vivienda o empresa en nuestro caso.

Al igual que los anteriores conductores, se deben realizar una serie de cálculos referidos a corrientes máximas y caídas de tensión para determinar la sección adecuada para estos conductores.

En cuanto al tipo y modelo de cable, utilizaremos un cableado común para instalaciones eléctricas. Como estamos ante un inversor trifásico, tendremos tres cables para las fases y uno destinado al neutro cada uno diferenciado con un color diferente. El modelo que se utilizara es el "POWERFLEX RV-K". Las características térmicas son las siguientes:

Temperatura máxima del conductor (°C)	90
Temperatura máxima en cortocircuito (°C)	250
Temperatura mínima de servicio (°C)	-40
Transmitancia luminosa (%)	60
Precio (€/m)	2,72

Tabla 11: Datos del cableado de AC. Fuente: Elaboración propia a partir de Top Cable.

Es de real importancia tener en cuenta que los conductores utilizados en una instalación fotovoltaica deben cumplir con las normativas del Reglamento Electrotécnico de Baja tensión y regulaciones eléctricas correspondientes, y ser de esta manera instalados correctamente siguiendo la práctica de seguridad. Más adelante se explicará con cálculos justificativos las secciones utilizadas para el lado de alta, baja y toma de tierra.

7.4. PROTECCIONES

Las protecciones son elementos indispensables en todo tipo de instalaciones eléctricas, los sistemas de paneles solares deben estar provistos de los automatismos necesarios que preserven la salud de las personas y la propia integridad de su conjunto. Los elementos de protección se deben instalar tanto en el lado de baja tensión como también en el lado de alta tensión.

Los elementos de protección de la instalación fotovoltaica estarán diseñados para proteger a las personas frente a todo tipo de contactos, tanto directos como indirectos. En el caso de que hubiera una instalación previa, no se alterarán las condiciones en materia de seguridad de esta. Los diferentes elementos de protección de la instalación fotovoltaica existente pueden clasificarse de tres formas:

- a) **Según tipo de corriente:** Para la continua, se utilizan aquellos que sirven para la protección de los paneles solares y de su cableado. Se suelen instalar seccionadores, protecciones contra rayos y si hay varios strings en paralelo se añaden fusibles. También se conectan las tomas de tierra a las carcasas metálicas de los módulos. Para la parte de corriente alterna, los elementos más usados son los magnetotérmicos, diferenciales y protecciones contra sobretensiones.
- b) **Según el tipo de instalación:** Se subdividen en monofásicos y trifásicos. Las protecciones son las mismas que la clasificación anterior, lo único que cambia es el modo de conexión.

- c) **Según el tipo de contacto:** Pueden ser directos o indirectos. Los primeros protegen a las personas contra los riesgos derivados de un contacto con las partes de la instalación que están en tensión. Suelen estar definidos en la norma UNE 20.460-4-41. Los segundos son aquellos producidos cuando se tocan los elementos que han sido puestos en tensión accidentalmente. Están regulados por la ITC-BT-08 y por la UNE 20.572-1.

7.4.1. LADO DE CONTINUA

En el lado de continua es importante contar con protecciones pues tenemos conectados los paneles entre si hasta llegar al inversor. Estas protecciones como ya hemos dicho desempeñan un papel crucial en la prevención de riesgos eléctricos y la protección de los componentes del sistema. Las protecciones que se deben contemplar en el lado DC son los siguientes:

- **Fusible:** Los fusibles son dispositivos de protección diseñados para interrumpir la corriente eléctrica en caso de sobrecarga o cortocircuito. Su funcionamiento se basa en el principio de fusión de un material conductor cuando se somete a corrientes eléctricas excesivas.

El fusible cuenta con un elemento el cual está hecho generalmente de material metálico con un punto de fusión específico según las intensidades máximas que se quieran aguantar y dos terminales que se conectan al circuito eléctrico. Cuando la corriente que fluye al través del fusible supera su capacidad nominal, el elemento fusible se calienta debido al conocido efecto Joule, que es la resistencia que ofrece el material al paso de la corriente eléctrica. Conforme la temperatura va aumentando, el material del fusible alcanza su punto de fusión fundiéndose e impidiendo el paso de la corriente a través de él.

De esta manera cuando se produzca una sobrecarga o cortocircuito en el lado DC protegido por el fusible la corriente aumentará de manera muy brusca provocando que este se funda y proteja el sistema. Después de que el fusible se haya fundido, es necesario reemplazarlo por uno nuevo con las mismas características nominales. Los fusibles suelen ser elementos de protección bastante económicos y que se utilizan mucho en este tipo de instalaciones.

- **Descargador de tensión:** Los descargadores de tensión son elementos que derivan a tierra las sobretensiones derivadas por fenómenos atmosféricos como podrías ser el impacto de un rayo en la estructura de la instalación. Son aparatos encargados de la protección, tanto de los paneles solares como del inversor, y su uso es muy recomendado, ya que impiden la avería de ellos.

Se seleccionarán teniendo en cuenta que la máxima tensión prevista en el sistema sea menor que la de trabajo del descargador. Estos se deben instalarse tanto en el lado DC como también en el lado AC y uno por cada polaridad y string.

En el caso de las protecciones en el lado de continua serán proporcionadas por el inversor pues este tiene integrado las protecciones necesarias para evitar los riesgos eléctricos mencionados

anteriormente. Este cuenta con un interruptor de corte de CC y protección contra sobretensión de tipo II. Más adelante en los cálculos justificativos se explicará mas detalladamente la no necesidad de añadir protecciones extra en el lado de continua.

7.4.2. LADO DE ALTERNA

Las protecciones en el lado de corriente alterna (CA) es una instalación fotovoltaica son igualmente importantes para garantizar un funcionamiento seguro y confiable. Estas protecciones se encuentran en el circuito de salida del inversor y tienen como objetivo principal proteger tanto el sistema como los dispositivos conectados a él. A continuación, se van a describir algunas de las protecciones más comunes en el lado de CA:

- **Magnetotérmico:** Un magnetotérmico es un dispositivo de protección de las instalaciones eléctricas y sus receptores frente a sobrecargas y frente a cortocircuitos eléctricos. Este dispositivo corta la corriente o intensidad en tiempos lo suficientemente cortos como para no perjudicar ni a la red o instalación ni a los aparatos asociados a ella. Se utilizan en lugar de los fusibles ya que tiene como ventaja que no hay que sustituirlos por uno nuevo cuando se funden, por el contrario, tienen un precio más elevado por eso se suelen utilizar solamente en el lado de alterna.

Los disyuntores o interruptores magnetotérmicos contienen dos mecanismos de apertura diferente, un interruptor bimetálico y un electroimán. Una protección térmica y otra magnética, por eso se llaman magnetotérmicos.

La protección térmica la realiza una parte del PIA formada por un interruptor bimetálico, dos láminas metálicas unidas que tienen distinto coeficiente de dilatación y por las que pasa la corriente al circuito haciendo la función de un interruptor cerrado cuando la intensidad que las atraviesa es menor o igual a la I_n del PIA. La protección térmica es la que protege frente a sobrecargas al circuito.

La parte magnética del magnetotérmico consiste en un núcleo de hierro con una bobina de alambre alrededor de él, formando un electroimán. La protección magnética protege el circuito contra cortocircuitos.

- **Interruptor diferencial:** Un interruptor diferencial se trata de un dispositivo electromagnético cuya función principal es interrumpir inmediatamente la corriente cuando detectan una falla o fuga en el circuito eléctrico. Detectan la intensidad de la señal en todo el circuito, comparando la potencia de salida y de entrada de éste.

En un circuito con un correcto funcionamiento la intensidad de entrada y la de salida es la misma y, por tanto, los campos magnéticos generados son equivalentes con dirección opuesta así que se anulan. Comparando la intensidad de entrada y la de salida y midiendo la diferencia, el interruptor permite el paso de la corriente siempre que estas seas iguales. En el caso de que el

circuito tenga una fuga y las corrientes sean distintas, estos campos dejarán de anularse y esto hará que el diferencial “salte”.

En caso de electrocución o choque eléctrico, parte de la potencia del circuito queda derivada ya que la persona actúa como toma a tierra, entonces el disyuntor detecta esa diferencia de potencia mediante los campos magnéticos y corta la corriente de forma inmediata.

- **Seccionador de corte:** Un seccionador de corte en el lado de corriente alterna (CA) es un dispositivo utilizado para desconectar completamente el circuito de la red eléctrica. A diferencia de un interruptor, que simplemente abre y cierra el circuito, el seccionador de corte es capaz de separar físicamente los conductores y aislar completamente el circuito eléctrico.

La principal ventaja de utilizar un seccionador de corte en el lado de CA es la capacidad de realizar trabajos de mantenimiento o reparación en el sistema eléctrico de manera segura. Al desconectar completamente el circuito, se evita cualquier riesgo eléctrico asociado con la presencia de corriente en los conductores.

A parte de estos elementos de protección en el lado de alta también es común la utilización de fusibles y descargador de tensión para protegerse del impacto de rayos al igual que en la parte de DC.

En el lado de alterna se hará uso de un interruptor diferencial y un magnetotérmico instalado aguas abajo del primero. En los cálculos justificativos se explicará como se han dimensionado estas protecciones. Puesto que el seccionador de corte viene integrado en el inversor, no sería necesario instalarlo.

A continuación, se muestra una tabla con algunos datos de las protecciones seleccionadas en este apartado.

TIPO DE PROTECCIÓN	CORRIENTE NOMINAL In(A)	CURVA DE DISPARO	SENSIBILIDAD mA	NÚMERO DE POLOS	PODER DE CORTE (KA)	MARCA
IA magnetotérmico	100	C	-	4	10	SHNEIDER
ID Interruptor diferencial	125	-	300	4	10	SHNEIDER

Tabla 12: Protecciones necesarias para el lado AC. Fuente: Fichas técnicas protecciones.

7.5. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra en una instalación eléctrica en este caso, una instalación solar, se puede definir como toda ligazón metálica directa, sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o partes de una instalación eléctrica y un electrodo o grupo de electrodos enterrado en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo permita el paso al tierra de las corrientes de falta o la de descargas de origen atmosférico.

Cuando se decide conectar a tierra las partes metálicas expuestas (como protección contra tormentas, contra contactos indirectos, etc) hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener bien presentes en los sistemas fotovoltaicos.

Las placas solares fotovoltaicas disponen, en el marco, de un orificio (taladro) específico para su puesta a tierra generalmente señalado mediante el símbolo de tierra. Como hemos dicho, la toma a tierra se conecta a través de esos orificios en el marco ya que los marcos normalmente don de aluminio anodizado, que es un tratamiento que se le aplica al material y provoca que se comporte como un aislante bastante bueno. De todos modos, a efectos eléctricos, a pesar del tratamiento superficial aplicado al aluminio, el marco del panel solar debe considerarse como una parte metálica expuesta.

A parte de los paneles, el inversor también debe ser conectado a la toma de tierra pues también cuenta con elementos metálicos expuestos y que son susceptibles de ser manipulados por los técnicos encargados de la instalación.

Las características del cableado de tierra en la parte CC y AC es la siguiente:

	Cable de tierra CC	Cable de tierra AC
Fabricante	Top Cable	Top Cable
Temperatura máxima del conductor (°C)	70	70
Temperatura máxima en cortocircuito (°C)	160 (máx 5 seg)	160 (máx 5 seg)
Intensidad máxima admisible (A)	27,8	66
Precio (€/m)	0,75	0,87

Tabla 13: Características de los cables utilizados en AC. Fuente: TopCable.

8. ANÁLISIS ENERGÉTICO

Para realizar el análisis energético y la viabilidad económica del proyecto usamos la herramienta de cálculo de HOMER Pro. Para poder realizar el análisis mediante este programa hay que introducir una serie de datos de gran interés para que la simulación se acerque lo más posible a las condiciones reales.

Lo primero que nos encontramos son los datos de red. En este apartado introducimos los valores de los precios de energía, potencia y precio de venta al cual se va a compensar el excedente. El gráfico adopta el perfil de la tarifa 3.0TD constituida como se ha dicho anteriormente por seis periodos diferenciados en diferentes colores para los cuales se han introducido sus respectivos precios del término energético y el término de potencia.

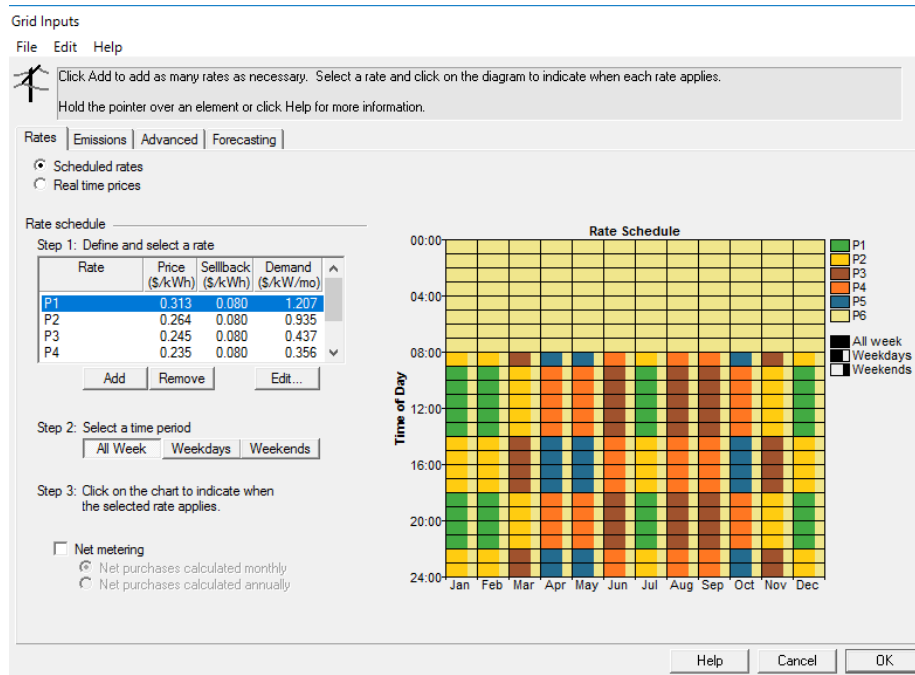


Ilustración 20: Introducción de los datos de red en programa Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.

En el apartado de recursos introducimos el recurso solar de irradiación global horizontal extraída de la base de datos de PVGIS. Se han introducido los datos del año 2020 que es el más reciente en este programa. Con estos valores se obtiene una gráfica mensual donde se pueden ver los meses de más y menos irradiación obteniendo una media anual de 4,96 kWh/m²/dia.

Solar Resource Inputs
File Edit Help

HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Location
Latitude North South Time zone
Longitude East West

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m ² /d)
January	0.591	2.644
February	0.630	3.687
March	0.484	3.771
April	0.521	5.062
May	0.638	7.048
June	0.649	7.519
July	0.707	7.979
August	0.683	6.955
September	0.615	5.186
October	0.674	4.324
November	0.583	2.782
December	0.608	2.464
Average:	0.622	4.960

Scaled annual average (kWh/m²/d)

Ilustración 21: Introducción del recurso solar en el programa Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Home Pro.

Otro dato para introducir en el estudio es el perfil de consumo de la empresa el cual hemos podido obtener para cada hora del año. El consumo representa la demanda y por tanto nos indica la potencia instalada que se necesitara para abarcar dicho consumo. Se han introducido tanto los datos de los consumos en días de entre semana como también los del fin de semana.

Primary Load Inputs
File Edit Help

Choose a load type (AC or DC), enter 24 hourly values in the load table, and enter a scaled annual average. Each of the 24 values in the load table is the average electric demand for a single hour of the day. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label Load type: AC DC Data source: Enter daily profile(s) Import time series data file

Baseline data
Month Day type

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	3.000
01:00 - 02:00	3.200
02:00 - 03:00	3.100
03:00 - 04:00	3.000
04:00 - 05:00	3.100
05:00 - 06:00	3.200
06:00 - 07:00	3.000
07:00 - 08:00	20.400
08:00 - 09:00	37.200
09:00 - 10:00	34.400
10:00 - 11:00	30.400
11:00 - 12:00	25.600

Random variability
Day-to-day %
Time-step-to-time-step %

Scaled annual average (kWh/d)

	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	172	172
Average (kW)	7.15	7.17
Peak (kW)	61.6	61.7
Load factor	0.116	0.116

Ilustración 22: Introducción del perfil de consumo en el programa Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.

Una vez tenemos estos datos básicos de recurso solar, consumos y periodos tarifarios pasamos al dimensionamiento de la instalación mediante la elección del inversor y la potencia instalada con el coste de ejecución y mantenimiento estimado para varios escenarios.

Para realizar el cálculo de potencia necesaria, primero se obtiene la potencia máxima que se podría instalar en la cubierta, ya que este será nuestro límite superior. La capacidad superficial teniendo en cuenta las sombras y superficies no instalables, es de 385 m². Teniendo en cuenta esta área disponible calculamos la capacidad máxima mediante el programa de SolarEdge y obtenemos un total de 76 kWp repartidos entre 134 módulos. De esta manera delimitamos la potencia máxima que podríamos instalar en la cubierta.

Para el estudio se introducirán varios tamaños a considerar hasta llegar a los 76 kWp, calculando para cada tamaño una estimación aproximada del coste de instalación, coste de reemplazo y mantenimiento. Con estos datos el programa obtiene cual es el tamaño óptimo económicamente.

Los diferentes escenarios que analizará el programa serán para potencia de 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70 y 76 kWp. Como la demanda media es de 172 kWh/día, es suficientemente elevada como para descartar dimensionados menores a los dichos anteriormente. Los costes de instalación para algunas de las potencias quedan establecidos en las siguientes tablas:

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe (€)
Panel fotovoltaico 570 Wp	97	131,77	12.781,69
Inversor solar (0,077 €/W)	1	4.257,33	4.257,33
Cableado y protecciones	1/inversor	1.750,00	1.750,00
Equipos de monitorización	1	750,00	750,00
Alquiler de materiales y gestión de residuos	1	850	850
Estructura coplanar	97	29,80	2.890,60
Coste de materiales	TOTAL		23.279,62
Mano de obra	20% coste de materiales		4.655,92
Precio sin IVA			27.935,54
Coste con IVA incluido (21%)	21% IVA		33.802,01

Tabla 14: Estimación de presupuesto para una potencia de 55 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel.

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe (€)
Panel fotovoltaico 570 Wp	106	131,77	13.967,62
Inversor solar (0,077 €/W)	1	4.652,34	4,652,34
Cableado y protecciones	1/inversor	1.750,00	1.750,00
Equipos de monitorización	1	750,00	750,00
Alquiler de materiales y gestión de residuos	1	850	850
Estructura coplanar	97	29,00	3.158,80
Coste de materiales	TOTAL		25.128,76
Mano de obra	20% coste de materiales		5.025,75
Precio sin IVA			30.154,51
Coste con IVA incluido (21%)	21% IVA		36.486,95

Tabla 15: Estimación de presupuesto para una potencia de 60 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel.

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe (€)
Panel fotovoltaico 570 Wp	114	131,77	15.021,78
Inversor solar (0,077 €/W)	1	5.003,46	5.003,46
Cableado y protecciones	1/inversor	1.750,00	1.750,00
Equipos de monitorización	1	750,00	750,00
Alquiler de materiales y gestión de residuos	1	850	850
Estructura coplanar	114	29,80	3.397,20
Coste de materiales	TOTAL		26.772,44
Mano de obra	20% coste de materiales		5.354,48
Precio sin IVA			32.126,92
Coste con IVA incluido (21%)	21% IVA		38.873,58

Tabla 16: Estimación de presupuesto para una potencia de 65 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel.

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe (€)
Panel fotovoltaico 570 Wp	123	131,77	16.207,71
Inversor solar (0,077 €/W)	1	5.398,47	5.398,47
Cableado y protecciones	1/inversor	1.750,00	1.750,00
Equipos de monitorización	1	750,00	750,00
Alquiler de materiales y gestión de residuos	1	850,00	850,00
Estructura coplanar	123	29,80	3.665,4
Coste de materiales	TOTAL		28.621,58
Mano de obra	20% coste de materiales		5.724,31
Precio sin IVA			34.345,89
Coste con IVA incluido (21%)	21% IVA		41.558,53

Tabla 17: Estimación de presupuesto para una instalación de 70 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel.

Concepto	Unidades	Precio medio (€/unidad)	Importe (€)
Panel fotovoltaico 570 Wp	134	131,77	17.657,18
Inversor solar (0,077 €/W)	1	5.881,26	5.881,26
Cableado y protecciones	1/inversor	1750,00	1.750,00
Equipos de monitorización	1	7.50,00	750,00
Alquiler de materiales y gestión de residuos	1	850,00	850,00
Estructura coplanar	134	29,80	3.993,20
Coste de materiales	TOTAL		30.881,64
Mano de obra	20% coste de materiales		6.176,32
Precio sin IVA			37.057,96
Coste con IVA incluido (21%)	21% IVA		44.840,14

Tabla 18: Estimación de presupuesto para una instalación de 75 kWp. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel.

Los presupuestos son aproximados con el objetivo de obtener valores para las distintas potencias que introduciremos en el programa. Como en las aproximaciones no se han tenido en cuenta algunos factores o gastos más específicos que si se tienen en cuenta en el presupuesto definitivo, se mejora el coste calculado un 15% para contemplar estos gastos.

RESUMEN DE COSTES POR POTENCIA INSTALADA		
POTENCIA (kWp)	COSTE CALCULADO (€)	COSTE MAYORADO (€)
55,00	33.802,01	38.900,00
60,00	36.486,95	41.960,00
65,00	38.873,58	44.705,00
70,00	41.558,53	47.792,00
76,00	44.840,14,	51.019,00

Tabla 19: Presupuestos finales estimados para cada potencia. Fuente: Elaboración propia a partir de Excel.

En el caso del coste de reemplazo se determina un valor aproximado para todos los años, multiplicando por un factor de 1,3 sobre el coste mayorado para todos los tamaños a considerar.

Finalmente, antes de realizar el cálculo en el programa, se introduce el tamaño de inversor que se va a considerar para los cálculos. Como se ha expuesto anteriormente, el tamaño adecuado del inversor para esta instalación puede ser de 40 o 50 kWn. El tipo de inversor que se ha elegido permite un ratio DC/AC de 1,5 lo que significa que estaríamos prácticamente cubiertos para todas las potencias consideradas dentro del cálculo.

The screenshot shows the 'Converter Inputs' dialog box with the following details:

- Costs Table:**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.000	0	0	0
0.000	0	0	0
1.000	0	0	0
- Sizes to consider:** 0.000, 40.000, 50.000
- Inverter inputs:** Lifetime (years) = 25, Efficiency (%) = 90, Inverter can operate simultaneously with an AC generator (checked).
- Rectifier inputs:** Capacity relative to inverter (%) = 100, Efficiency (%) = 98.3
- Cost Curve Graph:** Shows Cost (\$) on the y-axis (0.0 to 1.0) and Size (kW) on the x-axis (0 to 50). A red line represents Capital cost and a blue line represents Replacement cost.

Ilustración 23: Introducción de los datos del inversor en Homer Pro. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.

Ahora que se han introducido todos los valores para el cálculo del dimensionamiento óptimo, calculamos y elegimos la opción más eficiente desde el punto de vista económico. En este programa hay que tener en cuenta que se van a vender todos los excedentes pudiendo crear beneficios económicos por la energía vendida. Sin embargo, en España el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), dicta que el máximo importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento el resultado de la compensación puede ser negativo ni puede compensar los pagos por peajes de acceso.

Por lo tanto, de todo el abanico de resultados obtenidos mediante el programa, vamos a elegir aquel que cumpla con el requisito anterior y además tenga un porcentaje elevado de energía autoconsumida, alrededor del 70%.

De todos los resultados posibles, el que mejor se acopla a los requisitos es el siguiente:



Ilustración 24: Resultados de la simulación para 55 kWp de potencia. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.

El dimensionamiento óptimo para esta instalación es de 55 kWp. En la ilustración 24, se observan los resultados para esta elección. El porcentaje de autoconsumo es de un 62%, siendo el 38% restante el porcentaje que se vende a red. La instalación está un poco sobredimensionada ya que la empresa tiene en mente comprar más maquinaria en un futuro, lo que supondría un aumento del consumo de la empresa. Por esta misma razón se ha elegido la opción con el inversor de 50 KWN previniendo así un posible aumento de la potencia instalada.

Por otra parte, el porcentaje de compra de la red es del 18% lo cual es un valor bastante aceptable. Con este dimensionamiento, el COE obtenido es de 0,102 €/kWh. El COE nos indica el coste promedio por unidad de electricidad generada a lo largo de la vida útil del sistema.

Vamos a representar en algunas gráficas algunos resultados de interés en el análisis energético:

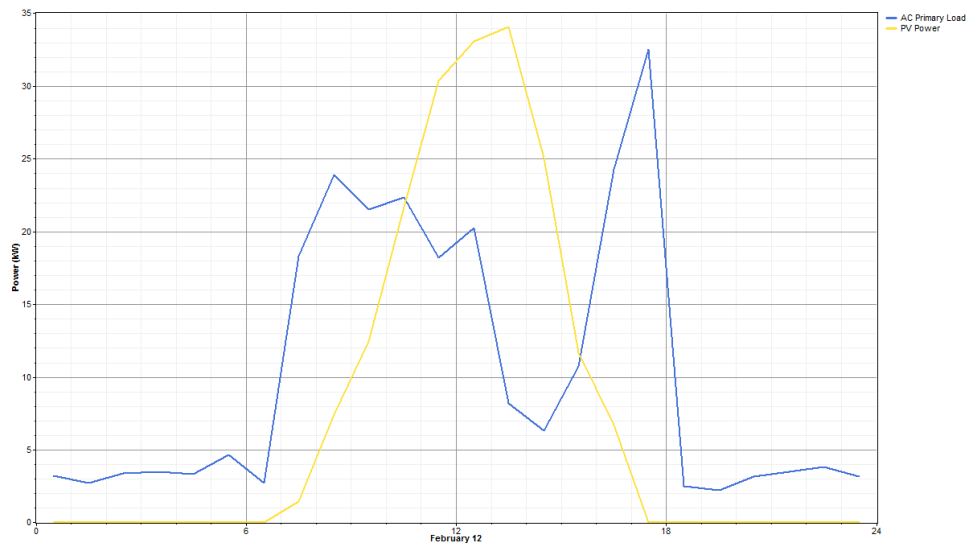


Ilustración 25: Gráfica de la curva de carga frente a la producción solar del día 12 de febrero. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.

- La línea azul representa la curva de carga del consumo para ese día.
- La línea amarilla representa la producción solar de la instalación.

En la gráfica de la *Ilustración 25* se ha representado la producción fotovoltaica juntamente con el perfil de consumo de la empresa para el día 12 de febrero. Como bien se ha hablado anteriormente, el perfil de consumo coincide con el horario de trabajo que se ha descrito.

La producción de los paneles es correcta pues coincide con la curva de irradiación para el emplazamiento donde se sitúa la instalación solar, además el pico de producción que en condiciones de azimut 0º sería a las 12:00, se sitúa desplazado ligeramente a la hora 13:30 aproximadamente. Este desplazamiento del pico de producción solar se debe como también se ha comentado con anterioridad a la orientación de los paneles en dirección suroeste.

Para este día que se ha representado, las horas donde habría un consumo energético 100% proveniente de la fotovoltaica sería desde 10:30 a 15:30 horas. Con esta imagen, la empresa puede adaptar estrategias en su horario para intentar desplazar todos los consumos posibles a las horas del mediodía donde se produce la máxima producción.

Con todo lo dicho, se confirma que la simulación realizada mediante el programa Homer Pro tiene una gran semejanza con los datos reales que se han aportado.

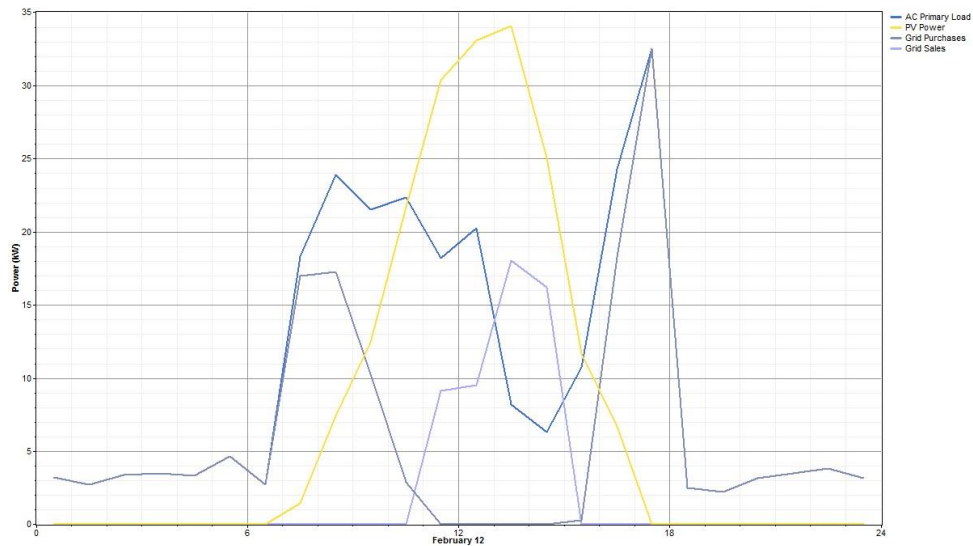


Ilustración 26: Gráfica del consumo, producción, venta a red y compra de red del día 12 de febrero. Fuente: Elaboración propia a partir de Homer Pro.

- La línea morada representa los excedentes.
- La línea gris representa la compra de energía de red.

La *ilustración 26* representa la misma gráfica que la representada en la *ilustración 25* añadiendo ahora la venta del excedente a la red y la compra de energía en las horas donde no hay suficiente producción fotovoltaica para abarcar el consumo. La línea de color gris que representa la compra de energía es pareja al consumo en las primeras horas del día pues no hay producción. Una vez se empieza a producir, esta curva disminuye hasta llegar a cero.

La venta del excedente se ha representado con la línea morada. El excedente solo existe dentro de la curva de producción, en este caso en las horas centrales del día donde hay una sobre producción por encima del consumo de la empresa.

9.CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Los cálculos justificativos permiten evaluar diversos aspectos del sistema fotovoltaicos, como la producción de energía, la eficiencia de los componentes, las dimensiones y capacidades de los equipos, así como el cumplimiento de las normativas y estándares aplicables. Además, proporcionan una estimación precisa de los costos asociados y ayudan a tomar decisiones informadas durante el proceso de diseño.

Estos cálculos que veremos a continuación se basan en principios y fórmulas científicas que involucran variables como la radiación solar, la inclinación y orientación de los paneles solares, la eficiencia de conversión de la energía solar, entre otros factores relevantes. A través de análisis matemáticos y simulaciones, se obtienen resultados cuantitativos que respaldan la viabilidad y el rendimiento esperado del sistema.

Además de la evaluación técnica, los cálculos justificativos también tienen en cuenta consideraciones económicas y medioambientales.

9.1. DIMENSIONADO TÉCNICO Y ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN.

Para realizar la configuración de manera adecuada se ha utilizado la herramienta de cálculo de Excel y datos técnicos de voltaje e intensidades tanto de los paneles como también del inversor. El dimensionamiento del cableado se realiza en cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Buscando el lado de seguridad, se han mayorado las longitudes del cableado en un 5%.

Los parámetros que se obtienen de las fichas técnicas los encontramos en condiciones STC (Standard Test Conditions), cuando tenemos una radiación de 1000 W/m^2 , temperatura de 25°C y $1,5 \text{ atm}$.

9.1.1. CONFIGURACIÓN DE LOS PANELES

La configuración de los paneles se basa en determinar el número de paneles por string para que el sistema funcione de la manera mas óptima posible. Para que esto sea posible el inversor y paneles deben cumplir conjuntamente una serie de requisitos de conexión:

- La tensión máxima del string en las condiciones dadas, no puede superar la tensión de corriente continua máxima del inversor
- La tensión mínima del string no puede ser menor a la mínima permitida por el inversor.
- La corriente máxima producida por el string no puede superar la máxima admisible por el inversor.

$$V_{\text{PMP_MAX}} < V_{\text{DC_MAX}}$$

$$V_{\text{PMP_min}} > V_{\text{DC_min}}$$

$$I_{\text{SC_MAX}} < I_{\text{DC_MAX}}$$

Calculando los parámetros anteriores y comprobando el correcto cumplimiento podemos determinar el número máximo y mínimo de paneles por string. En la tabla 6 se han recogido todos los valores en condiciones STC, con estos valores aplicamos las siguientes fórmulas y obtenemos los siguientes resultados:

Las temperaturas máximas y mínimas registradas en la localidad de Biar durante las horas del día son de -2°C y 40°C.

$$V_{OC-MAX} = V_{OC} \times (1 + \beta \times (T_{min} - 25)) \quad [1]$$

Donde:

V_{OC-MAX} (V) representa la tensión de circuito abierto sistema fotovoltaico en las condiciones de temperatura más desfavorables.

V_{OC} (V) es la tensión de circuito abierto en condiciones STC.

β es el coeficiente de temperatura V_{OC} en condiciones STC.

T_{min} (°C) representa la temperatura mínima registrada en el lugar de la instalación.

$$V_{PMP-MAX-FV} = V_{PMP-STC} \times (1 + \beta \times (T_{min} - 25)) \quad [2]$$

Donde:

$V_{PMP-MAX-FV}$ (V) es la tensión máxima del panel

$V_{PMP-STC}$ (V) es la tensión máxima obtenida en el panel en condiciones STC.

$$T_{MAX-CEL} = T_{amb-m\u00e1x} + \frac{G_{max}}{800} \times (NOTC(^{\circ}C) - 20) \quad [3]$$

Donde:

$T_{MAX-CEL}$ (°C) es la temperatura máxima a la que puede llegar la célula en funcionamiento.

$T_{amb-m\u00e1x}$ (°C) representa la temperatura ambiente máxima.

G_{MAX} (W/m²), irradiancia máxima histórica.

NOTC, equivale a la temperatura en condiciones de ensayo.

$$V_{PMP-min-FV} = V_{PMP-STC} \times (1 + \beta \times (T_{max} - 25)) \quad [4]$$

Donde:

$V_{PMP_min_FV}$ (V) es la tensión mínima obtenida del panel.

V_{PMP_STC} (V) es la tensión máxima obtenida en el panel en condiciones STC.

$$I_{sc_max} = I_{sc} \times (1 + \alpha \times (T_{max} - 25)) \quad [5]$$

Donde:

I_{sc_max} , es la corriente máxima de cortocircuito que puede llegar a aparecer.

I_{sc} , es la corriente de cortocircuito en condiciones STC.

α , coeficiente de temperatura de I_{sc} en condiciones de STC.

RESULTADOS	
T_{MAX_CEL} (°C)	69,33
V_{OC_MAX} (V)	54,16
$V_{PMP_MAX_FV}$ (V)	44,91
$V_{PMP_min_FV}$ (V)	37,41
I_{sc_max} (A)	14,60

Tabla 20: Resultados de los parámetros del panel solar. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

Con los datos obtenidos calculamos el número máximo y mínimo de paneles en serie:

$$N_{s_max} = \frac{V_{DC_MÁX}}{V_{OC_MAX}} \quad [6]$$

$$N_{s_max} = \frac{1100}{54,16} = 20,31 \approx 20 \text{ paneles (opción más restrictiva)}$$

$$N_{s_min} = \frac{V_{DC_MIN}}{V_{PMP_min_FV}} \quad [7]$$

$$N_{s_min} = \frac{200}{37,41} = 5,34 \approx 6 \text{ paneles (opción más restrictiva)}$$

Como el inversor permite dos entradas por MPPT, teniendo 4 seguidores MPPT, vamos a buscar aquella configuración de string que nos asegure estar dentro del rango MPP de tensión (200-1000) V.

Teniendo en cuenta los límites y requisitos de conexión calculados anteriormente, la configuración queda de la siguiente manera:

ENTRADA	Ns	Np	$V_{PMP_MAX}(V) < 1000 V$	$V_{PMP_min}(V) > 200 V$	$I_{SC_MAX}(A) < 30 A$
MPPT 1A	16	1	866,56	598,56	14,60
MPPT 2A	16	1	866,56	598,56	14,60
MPPT 1B	16	1	866,56	598,56	14,60
MPPT 2B	16	1	866,56	598,56	14,60
MPPT 1C	16	1	866,56	598,56	14,60
MPPT 1D	17	1	920,72	635,97	14,60

Tabla 21: Resultado del número de paneles de cada string con sus características eléctricas. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

Con esta configuración el sistema fotovoltaico estaría trabajando en condiciones óptimas y maximizando la eficiencia. Además, las entradas que quedan libres se pueden utilizar si se aumentase la potencia, contemplando la posibilidad en un futuro de aumentar la potencia instalada como así ha informado la empresa.

9.1.2. CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

La parte de corriente continua se constituye por el tramo desde el final de los strings hasta las entradas al inversor o inversores. En este tramo, por el criterio de caída de tensión, la caída de tensión debe ser menor de 1,5%. Además, también se tiene en cuenta el criterio térmico, donde los cables deben estar dimensionados para soportar una intensidad superior al 125% de la intensidad de cortocircuito.

En nuestro caso solo tendremos paneles conectados en serie. Los paneles solares se conectan uno tras otro en una cadena, de manera que el polo positivo de un módulo se conecta con el negativo del siguiente y así sucesivamente hasta formar la llamada string fotovoltaica. Esta configuración aumenta la tensión total del sistema ya que las tensiones de los paneles se suman, pero, sin embargo, la corriente es la misma.

Asociación de módulos fotovoltaicos en serie cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_{string} = I_{módulo}$$

$$V_{string} = \sum V_{módulo}$$

La ecuación que describe el criterio térmico es la siguiente:

$$I = 1,25 \cdot I_{sc} [8]$$

Donde:

I: 125% de I_{sc} .

La intensidad máxima buscando en tablas para la sección de 4 mm² es de 38 A, realizando el cálculo se comprueba que el criterio de caída de tensión es el que decidirá la sección en este tramo ya que la intensidad mayorada es mucho menor a la de tablas.

$$I = 1,25 \times 14,60 = 18,25 \text{ A} < 38 \text{ A}$$

Las ecuaciones que describen el criterio de caída de tensión son las siguientes:

$$\Delta V = \frac{I' \times \rho \times 2 \times L}{S} \quad [9]$$

$$I = 1,25 \times I_{mpp} \quad [10]$$

Donde:

ρ : Resistividad del material empleado en el cable (cobre).

L: Longitud del tramo.

S: Sección asignada del tramo.

Realizando ahora los cálculos mediante el criterio de caída de tensión, suponemos que el cableado de este tramo es todo de 4 mm², se calculan las caídas de tensiones y si posteriormente dicha caída es superior al 1,5% se aumenta la sección a la superior normalizada.

En nuestro caso, vamos a tener seis strings simples, cinco de 16 módulos y uno de 17 módulos:

$$I' = 1,25 \times I_{mpp}(40^{\circ}\text{C}) = 1,25 \times 13,83 = 17,28 \text{ A}$$

Se deber corregir la resistividad del cobre par las temperaturas extremas registradas en la zona donde se realiza la instalación, en este caso para una temperatura de 40°C.

$$\rho_{Cu(40^{\circ}\text{C})} = \rho_{Cu(20^{\circ}\text{C})} \times (1 + \alpha_{Cu} \times (T_{max} - 20)) \quad [11]$$

Donde:

$\rho_{Cu(40^{\circ}\text{C})}$, valor de resistividad corregido para Tmax.

$\rho_{Cu(20^{\circ}\text{C})}$, valor de resistividad de tabla.

α_{Cu} , coeficiente de variación con la temperatura a 20°C.

T_{max} , temperatura máxima registrada.

$$\rho_{Cu(40^{\circ}\text{C})} = 1,68 \times 10^{-8} \times (1 + 0,00393 \times (40 - 20)) = 1,813 \times 10^{-8} \frac{\Omega\text{mm}^2}{\text{m}}$$

Realizando los cálculos con una sección de 4 mm² obtenemos los siguientes resultados.

String	1A	2A	1B	2B	1C	1D
Nº Módulos	16	16	16	16	16	17
Longitud (m)	75	65	60	50	45	35
%ΔV (4mm ²)	1,36	1,17	1,08	0,90	0,81	0,60

Tabla 22: Resumen de cálculos de la sección del cableado para cada tramo de string en CC. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

La sección de 4 mm² cumple el criterio de caída de tensión y por lo tanto se puede hacer uso en este tramo de esta sección en las tres strings. Las longitudes se han calculado por string y mayorando el valor de modo que de esta manera nos aseguramos estar del lado de la seguridad.

9.1.3. CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Este tramo corresponde a la salida del inversor hasta el cuadro general de las protecciones. Este mismo se divide en dos subtramos para realizar el análisis y cálculos. El primer tramo está comprendido desde la salida del inversor, que conecta con el cuadro secundario ACMAIN, antes de conectar con el cuadro general de la instalación. El segundo tramo comprende desde la salida del ACMAIN hasta la conexión con el cuadro general de baja tensión (CGBT).

Ambos tramos se tratan de cableado compuesto por tres fases y neutro, en este caso el material escogido es el cobre al igual que en el tramo de continua. Los cálculos que realizar para comprobar que se cumplen con los criterios de caída de tensión y corriente admisible son los siguientes:

- **Caída de tensión.**

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{m\acute{a}x}}{V_{tramo} \times \Delta V_{tramo}(\%) \times \sigma(Tmax)} \quad [12]$$

σ: Conductividad del material empleado en el cable (cobre).

L: Longitud del tramo.

S: Sección asignada del tramo.

ΔV_{tramo}: Caída de tensión permitida. Se fija desde el inversor hasta el ACMAIN 1,0% y del 0,5% en el tramo restante hasta el cuadro general.

$I_{m\acute{a}x}$ = Intensidad máxima en alterna (cortocircuito).

V_{tramo} : Tensi3n entre fases, tensi3n de salida de los inversores (400 V).

- **Criterio de intensidad admisible.**

En primer lugar, se debe decidir el método de instalaci3n del cableado. Para esta instalaci3n y como es común en instalaciones solares fotovoltaicas de estas dimensiones, se elige el tipo F – *Cables unipolares en contacto al aire libre con distancia al muro no inferior al diámetro del cable y con polietileno reticulado (XLPE) como aislamiento*. En la Tabla B.52.1 de la norma UNE-HD-60364-5-52-2014 están clasificados estos métodos para el cálculo de la intensidad admisible. Una vez tenemos claro el método de instalaci3n, acudimos a la Tabla C52-1.

$$I = 1,25 \times I_{INVERSOR} [13]$$

Donde:


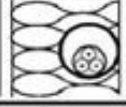

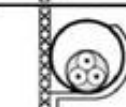
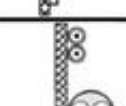



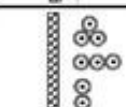
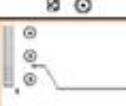
$I_{inversor}$, es la corriente de salida del inversor.

$$I = 1,25 \times 79,8 = 99,75 \text{ A}$$

Una vez tenemos la intensidad mayorada calculada, utilizamos las dos tablas siguientes para obtener la intensidad normalizada mediante el criterio térmico de tensi3n. Se obtiene para los dos tramos una corriente normalizada de 122 A.

A continuaci3n, también se expondrán los resultados para los dos criterios en los dos tramos y una tabla resumen con las secciones elegidas en cada uno de ellos.

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Local Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Ilustración 27: Tabla B.52-1 de métodos de instalación del cableado. Fuente: Tablas de la asignatura Sistemas Tecnológicos.

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2				XLPE 3	XLPE 2									
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC 3		PVC 2				XLPE 3					XLPE 2			
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2								
C						PVC 3			PVC 2			XLPE 3			XLPE 2			
E							PVC 3				PVC 2			XLPE 3	XLPE 2	XLPE 2		
F									PVC 3				PVC 2		XLPE 3	XLPE 2	XLPE 2	
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm²																		
Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
Aluminio																		
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	-
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
150	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Ilustración 28: Tabla A52-1 de elección de la sección según el material del conductor y recubrimiento. Fuente: Tablas de la asignatura Sistemas Tecnológicos.

Tramo INVERSOR – ACMAIN:

CRITERIO TÉRMICO	
Corriente salida inductor (mayorada)	99,75 A
Tipo de instalación	F – Cables unipolares en contacto mutuo al aire libre
Corriente normalizada	122 A
Sección por criterio térmico (mm ²)	25
CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN	
Caída de tensión permitida	1%
Longitud de cálculo (m)	15
Sección caída de tensión (mm ²)	14,72
Sección normalizada (mm ²)	16
RESULTADOS	
Sección asignada (mm ²)	25
Conductores por fase	1

Tabla 23: Tabla resumen de la sección del cableado en el tramo Inversor-ACMAIN. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

Tramo ACMAIN - CGBT:

CRITERIO TÉRMICO	
Corriente de cálculo	99,75 A
Tipo de instalación	F – Cables unipolares en contacto mutuo al aire libre
Corriente normalizada	122 A
Sección por criterio térmico (mm ²)	25
CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN	
Caída de tensión permitida	0,5%
Longitud de cálculo (m)	10
Sección caída de tensión (mm ²)	19,63
Sección normalizada (mm ²)	25
RESULTADOS	
Sección asignada (mm ²)	25
Conductores por fase	1

Tabla 24: Tabla resumen de la sección del cableado en el tramo ACMAIN-CGBT. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

TABLA RESUMEN	
TRAMO	SECCIÓN ASIGNADA
PANELES - INVEROS	6×(2×4mm ²)
INVERSOR - ACMAIN	1×(4×25 mm ²)
ACMAIN - CGBT	1×(4×25 mm ²)

Tabla 25: Tabla resumen de las secciones para cada tramo. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

9.2. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE PROTECCIONES

Las instalaciones solares, al tratarse de una instalación eléctrica, deben estar previstas de los automatismos necesarios que preserven tanto la salud de las personas como la entereza del sistema eléctrico. Para poder llevar a cabo esta protección, debemos hacer uso de los elementos de protección correspondientes a la instalación fotovoltaica y dimensionarlos adecuadamente para que funcionen de manera correcta y cuando sea necesario.

9.2.1. PROTECCIONES EN DC

En la parte de continua se protegerán los elementos de la instalación mediante el uso de fusibles y protecciones SPD contra sobretensiones provocados por fenómenos atmosféricos como rayos. Para realizar el correcto dimensionado de las protecciones en la parte DC se debe tener en cuenta la intensidad más crítica que se puede llegar a tener en esta parte que corresponde a la de cortocircuito (I_{sc}) la cual tiene un valor de 14,60 A.

- **Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas**

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo ($I_{sc}=14,60$ A y $I_{mpp}= 13,83$ A).

La norma IEC 62548, dicta que será necesaria la instalación de fusibles en los strings de la instalación para protegerla frente a cortocircuitos si se cumple lo siguiente:

$$(N_s - 1) \times I_{SC\text{módulo}} > I_{\text{máx.módulo}} \quad [14]$$

Donde:

N_s , es número de strings por MPPT.

$I_{SC\text{módulo}}$, es la intensidad de cortocircuito del módulo.

$I_{\text{máx.módulo}}$, es la intensidad de fusible del módulo, proporcionado por el fabricante.

Sustituyendo en la igualdad anterior queda:

$$(2 - 1) \times 14,31 < 25$$

Como no se cumple, no será en este caso necesario proteger los strings con fusibles.

- **Protección frente a sobretensiones**

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, la entrada CC del inversor se debe proteger mediante dispositivos bipolares de protección de clase II. Para ello el dispositivo que se emplea debe tener las siguientes características:

- Tiempo de actuación < 25 ns.
- Corriente máxima de actuación < 15 kA.
- Tensión residual < 2kV.

Si observamos la ficha técnica del inversor, este incorpora dispositivos contra sobretensiones inducidas tanto en su parte de CC como en la de CA, por tanto, no sería necesario incluirlas de nuevo.

- **Protección frente a contactos directos e indirectos**

Para proteger la instalación, el generador se conectará en modo flotante (sistema IT los conductores activos se encuentran aislados de tierra), proporcionando unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos directos como indirectos. La resistencia de aislamiento de la parte de continua se debe mantener por encima de unos niveles de seguridad para que no ocurra un primer defecto a tierra. Para poder evitar este último caso se soluciona mediante:

- El aislamiento clase II de módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas deberían estar dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor en este caso, que detecte la aparición de un primer defecto a tierra, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Este valor viene determinado por la máxima tensión de circuito abierto (V_{oc}) que se puede originar en el sistema, constituyendo la situación e mayor peligro eléctrico.

Las protecciones citadas anteriormente vienen incluidas en el inversor.

- Interruptor de corte de CC de entrada.
- Protección contra islas eléctricas.
- Protecciones para sobreintensidades en AC.
- Protección contra polaridad inversa en CC.

- Detección de fallo de la cadena fotovoltaica.
- Protección contra sobretensiones de CA (tipo II).
- Protección contra sobretensiones de CC (tipo II)
- Detección de resistencia de aislamiento.
- Monitorización de corriente residual (RCMU).
- Categoría de sobretensión PV II/ AC III.

Para el cálculo de la resistencia de aislamiento se tiene la siguiente expresión:

$$R_{ISO} = V_{oc_max} - 1000 \text{ [15]}$$

Donde:

R_{iso} , es la resistencia de aislamiento.

V_{oc_max} , es la tensión de circuito abierto.

Con esta actuación, se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. El inversor activará una señal visual y se parará.

9.2.2. PROTECCIONES EN AC

En esta sección de cálculo se justificará el uso de las protecciones en lado de corriente alterna, tanto del tramo desde la salida de los inversores hasta el ACMAIN, como en el tramo posterior hasta el CGBT. Se contemplan en cada tramo protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas, sobretensiones y frente a contactos directos e indirectos y puesta a tierra.

- **Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas**

En el dimensionamiento de las protecciones frente a sobrecargas y cortocircuitos de los inversores se emplean lo escrito en el ITC-BT-22, el cual obliga a cumplir lo estipulado en la norma UNE-HD 60364-4-43 del apartado 433.1.

Las protecciones contra las sobrecargas deben cumplir que:

$$I_{dl} < I_n < I_{adm} \text{ [16]}$$

$$I_2 < 1,45 \times I_{adm} [17]$$

Donde:

I_{dl} , se refiere a la intensidad de diseño de la línea. Es la corriente máxima del inversor, es decir 94 A.

I_n , es la intensidad asignada al dispositivo de protección en A.

I_{adm} , es la Intensidad máxima admisible del conductor. Según lo calculado en las tablas inversor-ACMAIN y ACMAI-CGBT.

I_2 , es la intensidad efectiva asegurada. Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección.

$$79,8 A < I_n < 122 A$$

La intensidad nominal de disparo normalizada del IA será de 100 A.

Por otro lado, el cálculo de las características necesarias de los dispositivos frente a cortocircuitos se basa en lo estipulado en la misma norma UNE, pero en el apartado 434.5.

$$I_{adm} < \frac{k \times s}{\sqrt{t}} [18]$$

Donde:

I_{adm} , es la intensidad de disparo del magnetotérmico elegido.

K, es coeficiente según el material del conductor y del tiempo de asilamiento. Al tratarse de un conductor de cobre y emplear XLPE como aislamiento, tiene un valor de 79.

S, es la sección del cable.

t, es el tiempo de duración del cortocircuito que se fija en 0,5 segundos.

Además, se debe cumplir lo siguiente:

$$P_{dc} \geq I_{sc_{m\acute{a}x}} [19]$$

Donde:

P_{dc} , es el poder de corte del interruptor para el modelo asignado.

$I_{sc_{m\acute{a}x}}$, es la intensidad de cortocircuito máximo que puede generarse aguas abajo del magnetotérmico. Tomará un valor de 4,5 kA como así se indica en la ITC-BT-17.

El PdC del IA de 100 A es de 6 kA, por lo tanto, cumple el requisito anterior.

- **Protección frente a sobretensiones**

Como ya se ha demostrado anteriormente, el inversor posee instalado un descargador de tensiones de corriente alterna de tipo II, por lo tanto, no sería necesario instalar estas protecciones en el ACMAIN de la instalación.

- **Protección contra contactos directos e indirectos.**

En el caso de proteger la instalación mediante contactos directos e indirectos, se utiliza un interruptor diferencial instalado en la salida del inversor.

Según lo que dicta la normativa del ITC-BT, la intensidad diferencial máxima de los interruptores diferenciales debe ser de 300 mA. Se instalará aguas abajo del interruptor magnetotérmico con la finalidad de este pueda estar protegido. El dimensionamiento del interruptor diferencial se determina asignándole una corriente nominal igual o superior al del interruptor magnetotérmico por lo que si habíamos elegido un magnetotérmico de 100 A, el diferencial deberá tener una intensidad nominal de 125 A.

9.3. CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA.

Según el REBT, los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022. El tipo y profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Para realizar un correcto dimensionamiento de la puesta a tierra en la instalación fotovoltaica, se debe conocer que las diferencias de humedad y temperatura pueden alterar el valor de la resistividad del terreno. Para poder determinar con exactitud la resistividad del terreno donde se va a instalar las picas de puesta a tierra, se debe realizar un estudio geotécnico del terreno, pero en nuestro caso utilizaremos un valor aproximado conociendo el tipo de terreno en el cual se está trabajando.

Tipo de suelo	Condiciones climáticas			
	A. Precipitaciones normales y abundantes (más de 500 mm por año)		B. Precipitaciones escasas y condiciones desérticas (menos de 500 mm por año)	C. Aguas subterráneas salinas
	Valor más probable	Gama de valores medidos	Gama de valores medidos	Gama de valores medidos
Aluvial y arcillas livianas	5 Ω m	*	*	1 a 5 Ω m
Arcillas (excluyendo el aluvial)	10 Ω m	5 a 20 Ω m	10 a 100 Ω m	3 a 10 Ω m
Gredas (por ejemplo, greda Keuper)	20 Ω m	10 a 20 Ω m	50 a 300 Ω m	3 a 10 Ω m
Tierra calcárea porosa (por ejemplo, greda)	50 Ω m	30 a 100 Ω m	50 a 300 Ω m	10 a 30 Ω m
Arenisca porosa (por ejemplo, arenisca Keuper y esquistos arcillosos)	100 Ω m	30 a 300 Ω m	> 1.000 Ω m	10 a 30 Ω m
Cuarzo y piedra caliza compacta y cristalina (por ejemplo, carboníferos, mármol, etc.)	300 Ω m	100 a 1.000 Ω m	> 1.000 Ω m	30 a 100 Ω m
Pizarras arcillosas y esquistos pizarrosos	1.000 Ω m	300 a 3.000 Ω m	> 1.000 Ω m	30 a 100 Ω m
Granito	1.000 Ω m	300 a 3.000 Ω m	> 1.000 Ω m	30 a 100 Ω m
Pizarras rajadizas, esquistos gnéisicos y rocas ígneas	2.000 Ω m	> 1.000 Ω m	> 1.000 Ω m	30 a 100 Ω m

Ilustración 29: Resistividad del terreno según el tipo de suelo y condición climática. Fuente: EDITORES.

Conociendo el tipo de suelo presente en la zona de Biar, el cual tiende a ser mayoritariamente de roca calcárea porosa y sabiendo también que las precipitaciones están por encima de los 500 mm al año, leemos en la tabla y determinamos la resistividad del terreno en 100 Ω m.

La red de tierras de baja tensión engloba la puesta a tierra de los módulos solares y el inversor. Este dimensionamiento para la protección de los elementos de la instalación se lleva a cabo mediante grupos de electrodos enterrados en el suelo y conectados mediante un conductor de cobre a las zanjas de BT. A este conductor se tienen que unir todos los elementos metálicos de la instalación además del neutro. Las secciones correctas para dimensionar el cableado de tierra vienen determinadas por la siguiente tabla extraída del REBT.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Ilustración 30: Relación de las secciones del conductor de fase frente al conductor de protección. Fuente: Tablas asignatura Sistemas Tecnológicos.

El conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm². Sin embargo, su sección puede ser reducida a 2,5 mm², si es de cobre.

En el caso de la instalación en Bimar, se colocarán dos picas de acero recubierto de cobre de dos metros de longitud y 14 mm² de diámetro. Colocaremos un conductor de cobre desnudo de 35 mm² para la red de tierra equipotencial de los paneles fotovoltaicos e inversor.

Para el caso de las secciones de los conductores de protección que sirven para unir eléctricamente las masas de la instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Para el caso del conductor de tierra que une las masas de los módulos, tendrá una sección de 4 mm² igual que el de fase de acuerdo con la norma. Por otro lado, la sección del cable de tierra conectado a la carcasa del inversor deberá tener una sección de 16 mm² como mínimo.

TABLA RESUMEN SECCIONES DE TIERRA	
<u>TRAMO</u>	<u>SECCIÓN ASIGNADA</u>
PANELES - INVEROS	1×4mm ² TT
INVERSOR - ACMAIN	1×16 mm ² TT
ACMAIN - CGBT	1×16 mm ² TT

Tabla 26: Tabla resumen de las secciones de protección. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos.

Por último, se debe realizar el cálculo de la distancia mínima entre las tomas de tierra de las masas de la instalación. Se verificará que las masas puestas a tierra en una instalación, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación, para evitar que, durante la evacuación de un defecto a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de utilización puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas.

Se considerarán que las tomas de tierra son eléctricamente independientes cuando se cumplan todas y cada una de las condiciones siguientes:

- No exista canalización metálica conductora (cubierta metálica de cable no aislada especialmente, canalización de agua, gas, etc.) que una la zona de tierras del centro de transformación con la zona en donde se encuentran los aparatos utilizados.
- La distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización es al menos de 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada (<100 Ωm). Cuando el terreno sea muy mal conductor, la distancia se calculará aplicando la fórmula siguiente:

$$D = \frac{\rho \times Id}{2 \times \pi \times U} [20]$$

D: Distancia entre electrodos, en metros

ρ : Resistividad media del terreno en ohmios metro (aproximadamente 100 Ω m)

I_d : Intensidad de defecto a tierra, en amperios, para el lado de alta tensión, que será facilitado por la empresa eléctrica (323 amperios)

U: 1200 V considerando que el sistema de distribución es en TT.

$$D_{min} = \frac{100 \times 323}{2 \times \pi \times 1200} = 4,28 \text{ m}$$

9.4. GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La gestión y monitorización del sistema fotovoltaico es muy importante para poder vigilar en todo momento que todo funciona correctamente y no haya averías. Para ello utilizaremos algunos elementos de la marca Huawei que realizan este trabajo.

En primer lugar, se incluirá en la instalación un contador DTSU666-H de Huawei. Este dispositivo es el encargado de realizar la contabilidad y registro de los datos de consumos y producción a la misma vez que realizar el control de la cantidad de energía volcada a la red.

En segundo lugar, y conectado mediante un cable tipo red, se instala el Huawei SmartLogger. Este dispositivo es el encargado de recibir todos los datos del contador y enviarlos vía internet a la plataforma de Huawei donde tanto la empresa, como el instalador podrá supervisar los datos que llegan de la instalación. Esto permite que el mantenimiento de la instalación sea mucho más efectivo y rápido a la hora de encontrar una posible avería.

10. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para la realización del estudio de viabilidad económica nos centraremos en algunos factores a tener en cuenta en la viabilidad económica de un proyecto como este. En este contexto, este trabajo aborda de manera exhaustiva los elementos esenciales que conforman un estudio de viabilidad económica en proyectos fotovoltaicos, de esta manera se realizará el siguiente análisis mediante el cálculo del VAN, TIR y retorno de la inversión.

10.1. VAN

El Valor Actual Neto (VAN) es una medida financiera utilizada en el análisis de inversiones, que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto. Representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo entrante y salientes a lo largo del tiempo. EL VAN se expresa en términos monetarios y se utiliza para determinar si una inversión generará beneficios económicos netos.

La expresión para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad [21]$$

Donde:

I_0 es la inversión inicial (€)

K es la tasa de actualización

F_t es el flujo efectivo neto en el periodo t (€)

n es el número de períodos

Existen diversas interpretaciones dependiendo del valor que se obtiene.

- Si $VAN > 0$: la inversión tiene un rendimiento superior a la tasa de descuento, es rentable.
- Si $VAN < 0$: la inversión no es favorable desde el punto de vista financiero.
- Si $VAN = 0$: ni habrá beneficios ni tampoco pérdidas.

Para la correcta realización del cálculo, antes se deben realizar una serie de suposiciones:

- Se considera que la instalación tendrá una vida útil de 25 años.
- La tasa de actualización se considera del 5% anual.
- Se tiene en cuenta la degradación de los paneles pues estos no producen lo mismo a lo largo de su vida útil. Por lo tanto, en el cálculo se aplica un 1% de reducción de la potencia de los paneles en el primer año y un 0,40% durante los próximos años de vida de estos. Estos valores se obtienen de la ficha técnica del panel.
- Se considera que el pago se realiza el primer año y de manera directa sin pago fraccionado.

- Se va a aplicar la tendencia de precios a futuro de la energía, calculada mediante los precios del OMIP generando un precio para cada año.

Una vez se han tenido en cuenta todos estos puntos, se realiza la siguiente tabla:

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	AUTOCONSUMIDO (kWh)	Excedentes (kWh)	Precio venta excedentes (€/kWh)	PRECIO MEDIO DE ENERGÍA (€/kWh)	F _t (€)	$\frac{F_t}{(1+k)^t}$ (€)
1	94.666,00	58.692,92	35.973,08	0,08	0,25	17.537,82	16.702,69
2	93.719,34	58.105,99	35.613,35	0,07	0,21	14.400,91	13.062,05
3	93.344,46	57.873,57	35.470,90	0,06	0,18	12.194,52	10.534,09
4	92.971,08	57.642,07	35.329,01	0,05	0,15	10.572,67	8.698,16
5	92.599,20	57.411,50	35.187,70	0,04	0,14	9.550,68	7.483,21
6	92.228,80	57.181,86	35.046,95	0,04	0,13	8.927,75	6.662,02
7	91.859,89	56.953,13	34.906,76	0,04	0,13	8.537,46	6.067,41
8	91.492,45	56.725,32	34.767,13	0,04	0,12	8.298,37	5.616,66
9	91.126,48	56.498,42	34.628,06	0,04	0,12	8.061,05	5.196,22
10	90.761,97	56.272,42	34.489,55	0,04	0,12	7.712,95	4.735,08
11	90.398,93	56.047,33	34.351,59	0,04	0,12	7.682,10	4.491,57
12	90.037,33	55.823,14	34.214,19	0,04	0,12	7.651,37	4.260,57
13	89.677,18	55.599,85	34.077,33	0,04	0,12	7.620,77	4.041,46
14	89.318,47	55.377,45	33.941,02	0,04	0,12	7.590,28	3.833,61
15	88.961,20	55.155,94	33.805,26	0,04	0,12	7.559,92	3.636,45
16	88.605,35	54.935,32	33.670,03	0,04	0,12	7.529,68	3.449,43
17	88.250,93	54.715,58	33.535,35	0,04	0,12	7.499,56	3.272,03
18	87.897,93	54.496,72	33.401,21	0,04	0,12	7.469,57	3.103,76
19	87.546,34	54.278,73	33.267,61	0,04	0,12	7.439,69	2.944,14
20	87.196,15	54.061,61	33.134,54	0,04	0,12	7.409,93	2.792,72
21	86.847,37	53.845,37	33.002,00	0,04	0,12	7.380,29	2.649,10
22	86.499,98	53.629,99	32.869,99	0,04	0,12	7.350,77	2.512,86
23	86.153,98	53.415,47	32.738,51	0,04	0,12	7.321,36	2.383,63
24	85.809,36	53.201,80	32.607,56	0,04	0,12	7.292,08	2.261,04
25	85.466,12	52.989,00	32.477,13	0,04	0,12	7.262,91	2.144,76
						TOTAL	132.534,72

Tabla 27: Cálculo del VAN. Fuente: Elaboración propia a partir de cálculos en Excel.

Una vez obtenemos la tabla, podemos realizar el cálculo del VAN:

$$\text{VAN} = - 41.223,74 + 132.534,72 = 91.310,43 \text{ €}$$

El valor del VAN indica que el proyecto será rentable para la empresa promotora.

10.2. TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otra medida utilizada en el análisis de inversiones y proyectos, similar al Valor Actual Neto. Mientras que el VAN calcula la rentabilidad en términos absolutos, la TIR representa la tasa de rendimiento que iguala el VAN a cero, es decir, que hace que los flujos de efectivo descontados sumen cero.

La fórmula para la TIR es más compleja y generalmente se resuelve mediante métodos numéricos o utilizando herramientas de cálculo como puede ser Excel. En términos generales, la TIR se obtiene cuando:

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad [22]$$

En este caso, interpretar la TIR implica compararla con la tasa de descuento o costo de capital.

- Si la $TIR > k$: el proyecto se puede considerar rentable.
- Si la $TIR < k$: el proyecto puede no ser atractivo desde el punto de vista financiero.
- Si la $TIR = k$: el proyecto no aporta ni beneficios ni pérdidas.

Mediante la herramienta de cálculo de Excel, calculamos el TIR obteniendo un valor del 23,77 % mayor que el 5 %, por lo tanto, este indicador también afirma que el proyecto es rentable.

10.3. PERIODO DE RETORNO (PAYBACK)

El período de retorno es una métrica utilizada en el análisis de inversiones para evaluar el tiempo que tardará el proyecto en recuperar la inversión inicial. En otras palabras, representa el tiempo que lleva recuperar el capital invertido a través de los flujos de efectivo netos generados por el proyecto.

La fórmula para el cálculo es la siguiente:

$$RETORNO DE LA INVERSIÓN = a + \frac{(I_0 - b)}{F_t} \quad [23]$$

Donde:

a es el periodo anterior de la recuperación.

I_0 es la inversión inicial.

b es la suma total de flujos de caja hasta el año anterior de la recuperación.

F_t es el flujo de caja del año donde se recupera la inversión.

$$RETORNO INVERSIÓN = 2 + \frac{(41.223,74 - 31.938,74)}{12.194,52} = 2,76 \text{ años}$$

En dos años y 8 meses aproximadamente se recuperará la inversión de la empresa.

10.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.

Una vez obtenidos los parámetros anteriormente calculados, podemos afirmar que la instalación será económicamente rentable. El retorno de la inversión será de casi 3 años. A partir de este año, y hasta los 25 años de vida útil de la instalación, el beneficio que se obtendrá formará parte del ahorro total en el consumo de energía.

11. CONCLUSIONES

Concluyendo, el presente Trabajo de Fin de Grado ha abordado el diseño y configuración de una instalación solar en Bimar S.L, ubicada en Biar. Esta instalación fotovoltaica ha sido concebida con el propósito de aprovechar de manera eficiente la energía solar para el autoconsumo de la empresa, con el objetivo de reducir costos energéticos y contribuir al cuidado del medio ambiente.

Durante el desarrollo del trabajo, se ha realizado un exhaustivo análisis del emplazamiento en Biar, evaluando factores climáticos, de irradiación solar y sombreado para determinar la orientación y ubicación óptimas de los paneles solares. Asimismo, se han identificado los consumos mensuales de Bimar S.L, lo que ha permitido dimensionar adecuadamente el sistema fotovoltaico para cubrir las necesidades energéticas.

Se han seleccionado cuidadosamente los componentes del sistema, incluyendo paneles solares de tecnología avanzada e inversores de alta eficiencia. Además, se han considerado las protecciones necesarias en el lado de continua y alterna, garantizando un funcionamiento seguro y eficiente de la instalación.

El análisis de los datos recopilados y los cálculos justificativos realizados han permitido demostrar la viabilidad técnica y económica del proyecto, proyectando un retorno de la inversión en un plazo razonable y un significativo ahorro de costos energéticos a largo plazo.

La instalación solar que se pretende realizar en la empresa de Bimar S.L., representa un paso hacia la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental, aprovechando la energía solar renovable para impulsar el desarrollo empresarial de manera sostenible y respetuosa en el entorno. El diseño cuidadoso y enfoque en la eficiencia energética son testimonio del compromiso de dicha empresa con la adopción de prácticas más responsables y la reducción de su huella de carbono.

Resumiendo el proyecto realizado, este TFG ha proporcionado una propuesta sólida y bien fundamentada para la implementación de una instalación solar en Bimar S.L., ofreciendo una visión completa de los aspectos técnicos, económicos y ambientales involucrados en el proceso. Se espera que esta iniciativa contribuya positivamente al desarrollo sostenible de la empresa y sea un ejemplo a seguir para otras organizaciones que buscan adoptar fuentes de energía limpia y renovable en sus operaciones.

12. BIBLIOGRAFIA

[1] SolBrick. «Beneficios Placas Solares Con Orientación Este-Oeste - SolBrick», 3 de mayo de 2023. <https://solbrick.com/beneficios-placas-solares-con-orientacion-este-oeste/>.

[2] «Derivatives | OMIP». Accedido 7 de febrero de 2024. <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2023-07-03&product=EL&zone=ES&instrument=FTB>.

[3] Energigreen. «Tarifa 3.0TD», 23 de abril de 2021. <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>.

[4] «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». Accedido 7 de febrero de 2024. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.

[5] QueluzcaWeb. «MODALIDADES DE AUTOCONSUMO | Que Luzca». 23 de agosto de 2022. <https://queluzca.es/modalidades-de-autoconsumo/>.

[6] «Inversor monofásico y trifásico: Qué son, diferencias y más». 23 de mayo de 2022. <https://www.plena-energia.com//post/inversor-monofasico-trifasico>.

[7] «Jinko Solar-关于我们». Accedido 8 de febrero de 2024. <https://www.jinkosolar.com/es/site/aboutus>.

[8] «Krannich Solar España: Protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas de ámbito residencial e instalaciones aisladas», 17 de noviembre de 2021. <https://krannich-solar.com/es-es/blog/protecciones-electricas-en-instalaciones-fotovoltaicas-de-ambito-residencial-e-instalaciones-aisladas/>.

[9] Morales, Víctor Velayos. «Valor actual neto (VAN)». Economipedia, 15 de junio de 2014. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

[10] Arias, Andrés Sevilla. «¿Qué es la TIR y para qué sirve? Fórmula y ejemplos». Economipedia, 15 de julio de 2014. <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>.

[11] Morales, Víctor Velayos. «Payback o plazo de recuperación». Economipedia, 15 de agosto de 2014. <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>.

PRESUPUESTO

CONCEPTO	UNIDADE	PRECIO UNITARIO (€)	IMPORTE TOTAL (€)
Panel Solar Jinko JKM570M-7RL4-V	97	131,77	12.781,68
Estructura coplanar ALCAT STRUCTURES	97	29,80	2.890,6
Inversor 50 kWn SUN2000-50KTL-M3	1	3.850,00	4.257,33
Cableado del lado de CC PV Rojo/Negro ZZ-F / H1Z2Z2-K (1x4mm ²)	330	2,72	897,60
Cableado del lado de CA POWERFLEX RV-K (1x25mm ²)	25	4,20	105,00
H07Z1-K4mm ² Amarillo/Verde Top Cable	330	0,75	247,5
H07Z1-K16mm ² Amarillo/Verde Top Cable	25	0,87	21,75
SmartMeter HUAWEI DTSU666H	1	114,45	114,45
SmartLogger Huawei SmartLogger3000A	1	412,55	412,55
Cable para monitorización Cable RS485	15	6,45	95,75
Canalizaciones	90	5,60	504,00
Tubo Corrugado	400	0,44	176,00
Caja de protecciones del lado de continua	1	50,00	50,00
IA100-4P Magnetotérmico 100A	1	342,25	342,25
ID125-4P-300 CLASE C Interruptor diferencial 125A	1	542,33	542,33
		TOTAL MATERIAL	23.031,46 €
Gestión de residuos		250,00	250,00
Estudio Seguridad y Salud		1500,00	1500,00
Mano de Obra		20 % coste material	4.687,75
Alquiler Grúa	5	150,00	750,00
Legalización de la instalación		350,00	350,00
Coste de ingeniería			3.500 €
		OTROS	11.037,75 €

BASE SIN IVA	34.069,21
IVA (21%)	7.154,53
TOTAL CON IVA	41.223,74

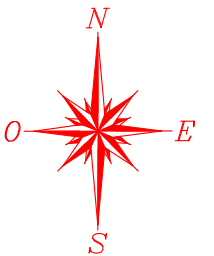
El presupuesto total de la instalación asciende a un total de:

CUARENTA Y UN MIL DOSCIENTOS VEINTITRES CON SETENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

PLANOS

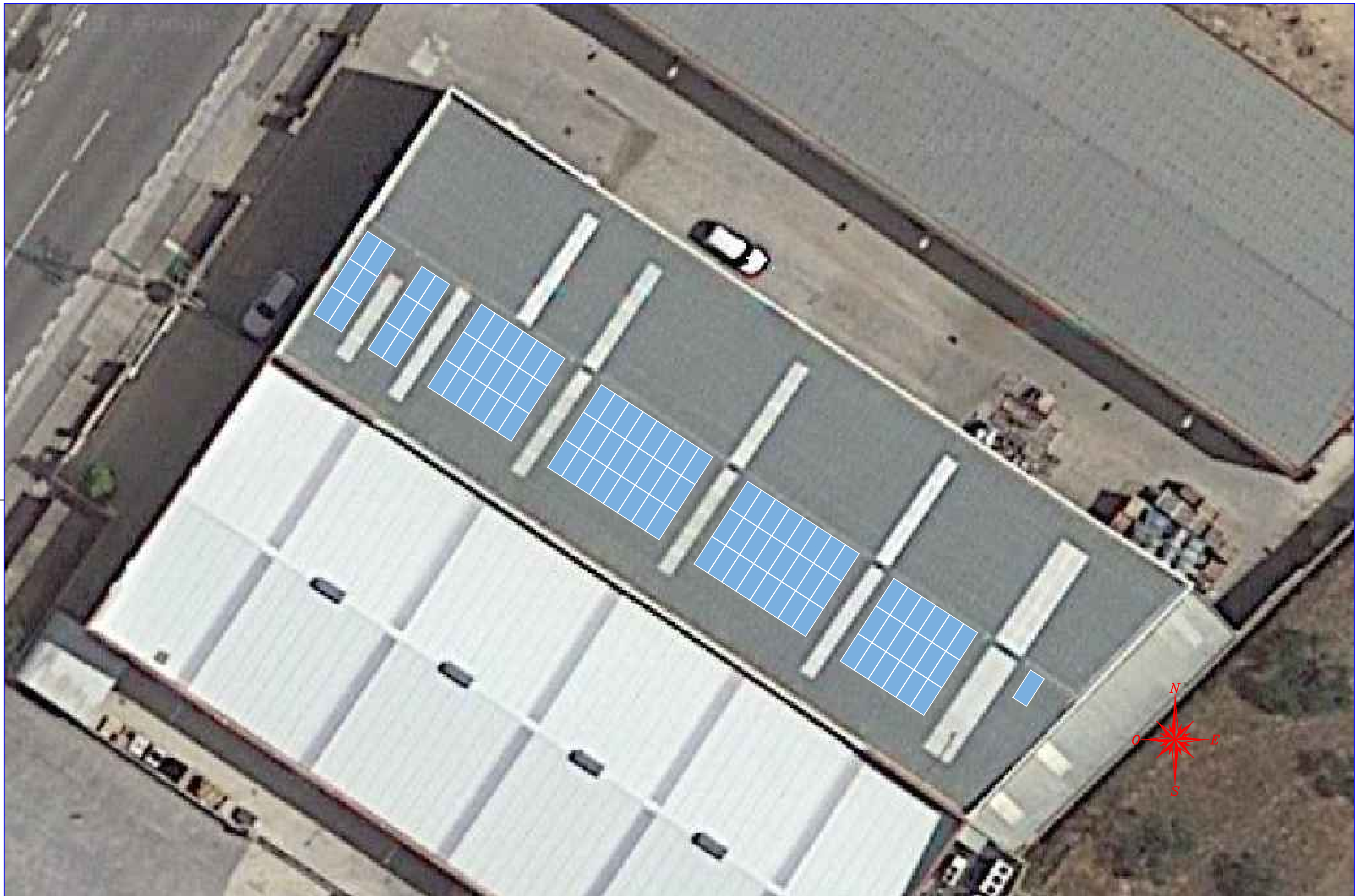


SITUACION
EMPLAZAMIENTO



COORDENADAS GEOGRAFICAS:
LATITUD: 38,634502°
LONGITUD: -0.777790°

		PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DE 50 KWN SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL Pol. Ind. Els Dos Pins Avda. Benejama N°7, Av. De Beneixama, 03410, Biar PETICIONARIO: BIMAR S.L.			PLANO SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO		TÉCNICO SUPERIOR EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA JAVIER MOLLÀ PÉREZ		PLANO N° 01 ESCALA 84/E
		C.I.	DIBUJADO	REVISADO	U.R. 31/05/2023	FECHA 31/05/2023			



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DE 50 KWN SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

Pol. Ind. Els Dos Pins Avda. Benejama N°7, Av. De Beneixama, 03410, Biar

PETICIONARIO: BIMAR S.L.

PLANO

UBICACIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

C.I.

DIBUJADO

REVISADO

U.R.

FECHA

31/05/2023

31/05/2023

TÉCNICO SUPERIOR EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

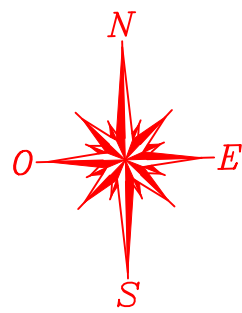
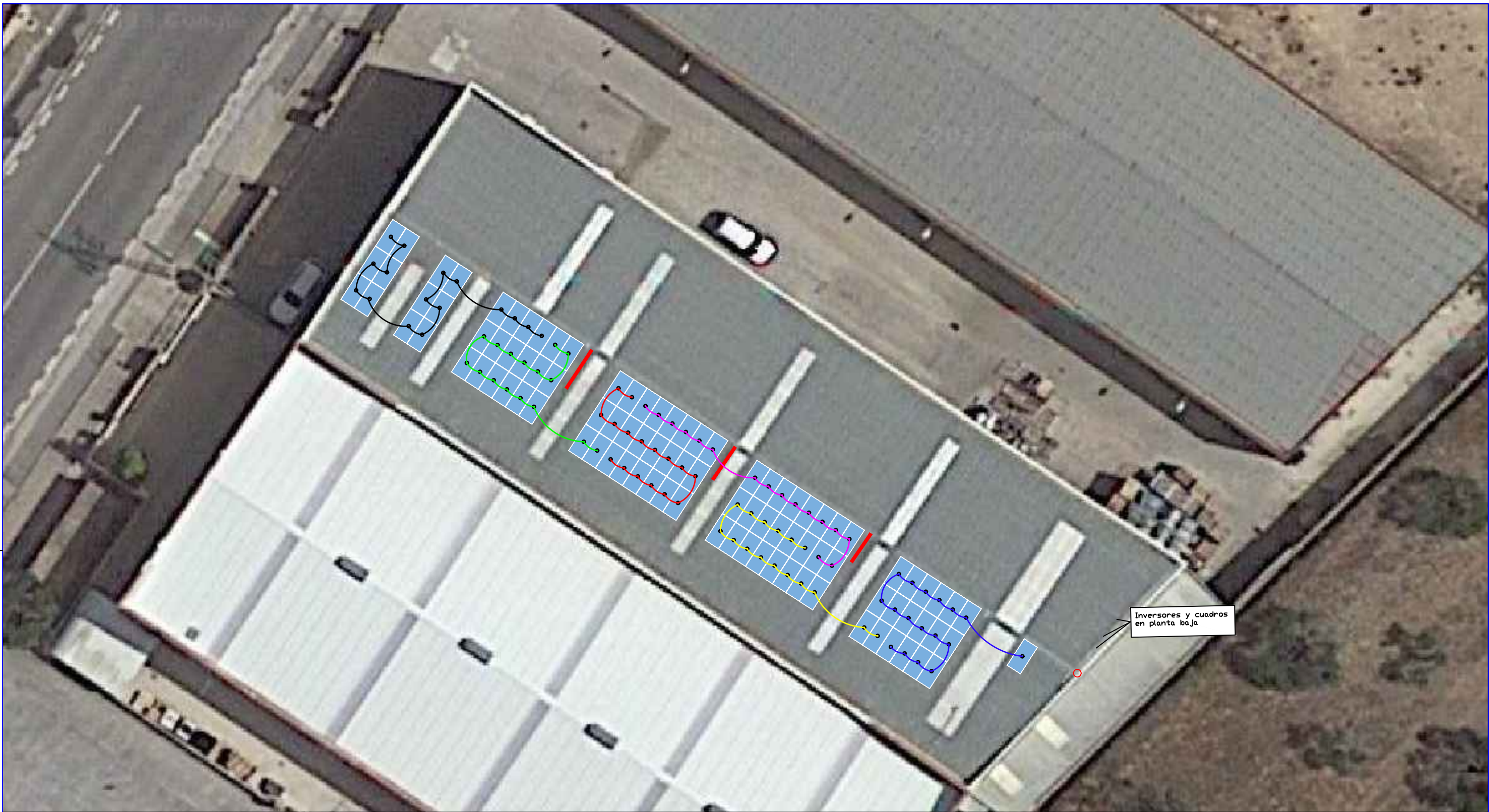
JAVIER MOLLÀ PÉREZ

PLANO N°

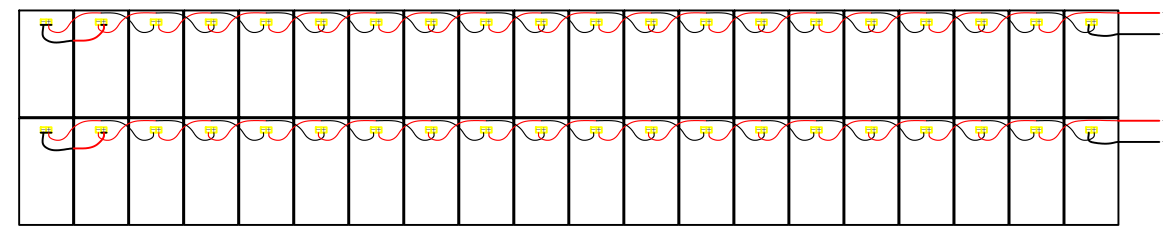
02

ESCALA

1/200



STRINGS	
—	string 1
—	string 2
—	string 3
—	string 4
—	string 5
—	string 6



Conexión de los "N" módulos en serie

El cableado de cada string se realiza en una sola fila para reducir el uso del cable de CC y reducir las pérdidas de línea de CC

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DE 50 KWN SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

Pol. Ind. Els Dos Pins Avda. Benejama N°7, Av. De Beneixama, 03410, Biar

PETICIONARIO: BIMAR S.L.

PLANO

CONFIGURACIÓN STRINGS

C.I.

DIBUJADO

REVISADO

U.R.

FECHA

31/05/2023

31/05/2023

TÉCNICO SUPERIOR EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

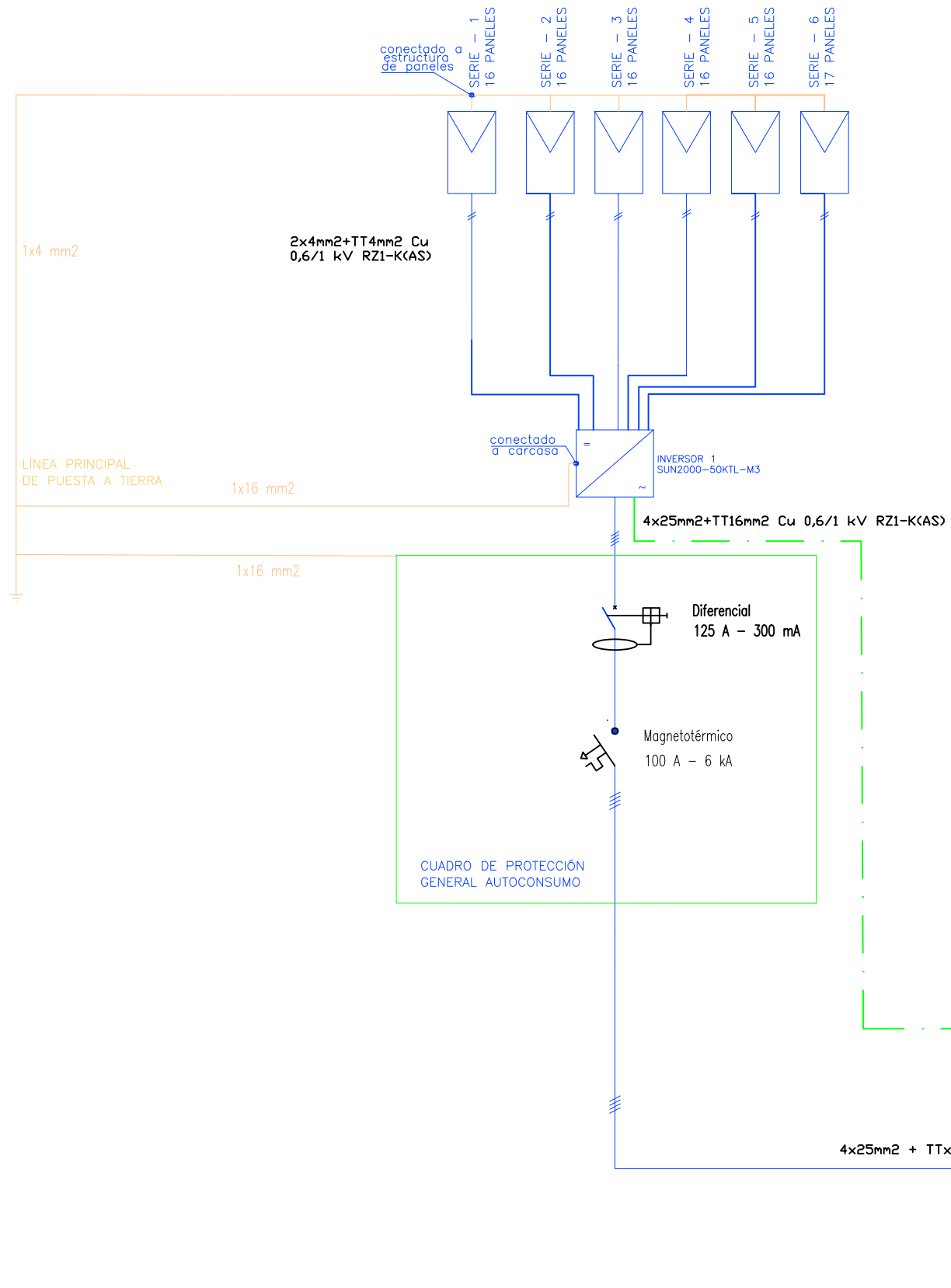
JAVIER MOLLÀ PÉREZ

PLANO N°

03

ESCALA

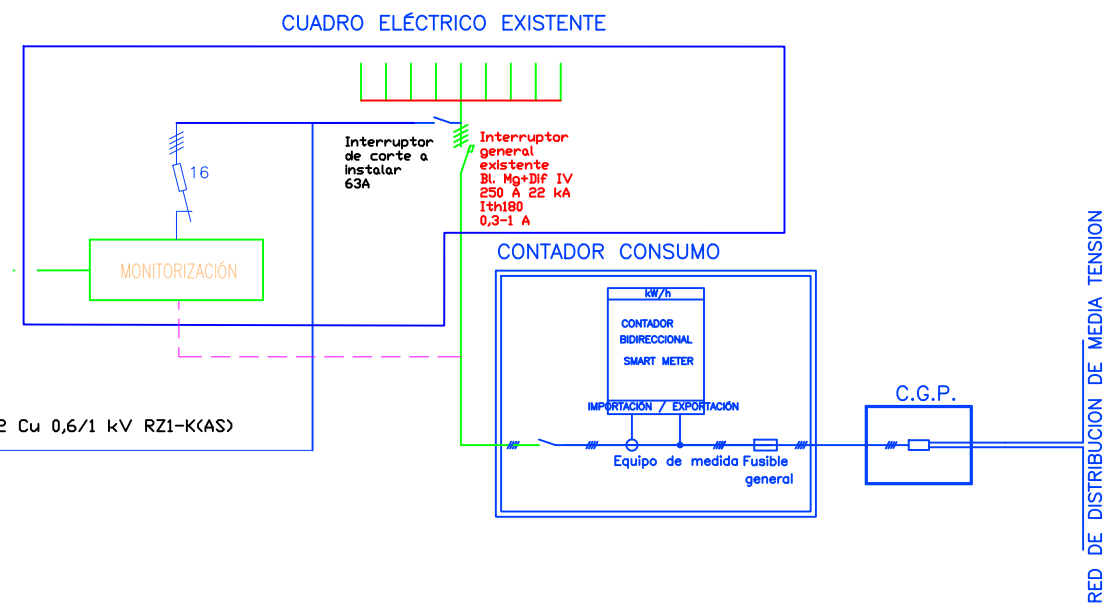
1/6/125



CAPACIDAD	Nº MODULOS	POTENCIA (Wp)	MODULO	CONFIGURACIÓN
STRINGS 1-5	16	570	JINKO SOLAR JKM570M-7RL4-V	COPLANAR
STRING 6	17	570	JINKO SOLAR JKM570M-7RL4-V	COPLANAR
TOTAL	97	55.29 kWp		

Nº INVERTERS	POTENCIA (KW)	MODELO
1	55	SUN2000-50KTL-M3
TOTAL	55	

DIMENSIONADO CABLEADO ESQUEMA A		
TRAMO	CABLEADO POTENCIA	CABLEADO PROTECCIÓN
STRINGS	2x4 mm2 Cu 0,6/1 kV ZZ-F	
INVERSOR - CUADRO AUTOCONSUMO	4x25 mm2 Cu 0,6/1 kV RZ1-K(AS)	1x16 mm2 Cu 0,6/1 kV RZ1-K(AS)
CUADRO AUTOCONSUMO - CUADRO GENERAL	4x25 mm2 Cu 0,6/1 kV RZ1-K(AS)	1x16 mm2 Cu 0,6/1 kV RZ1-K(AS)



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DE 50 KWN SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

Pol. Ind. Els Dos Pins Avda. Benejama N°7, Av. De Beneixama, 03410, Biar

PETICIONARIO: BIMAR S.L.

PLANO
ESQUEMA UNIFILAR

C.I.	DIBUJADO	REVISADO	U.R.	FECHA
			31/05/2023	31/05/2023

TÉCNICO SUPERIOR EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

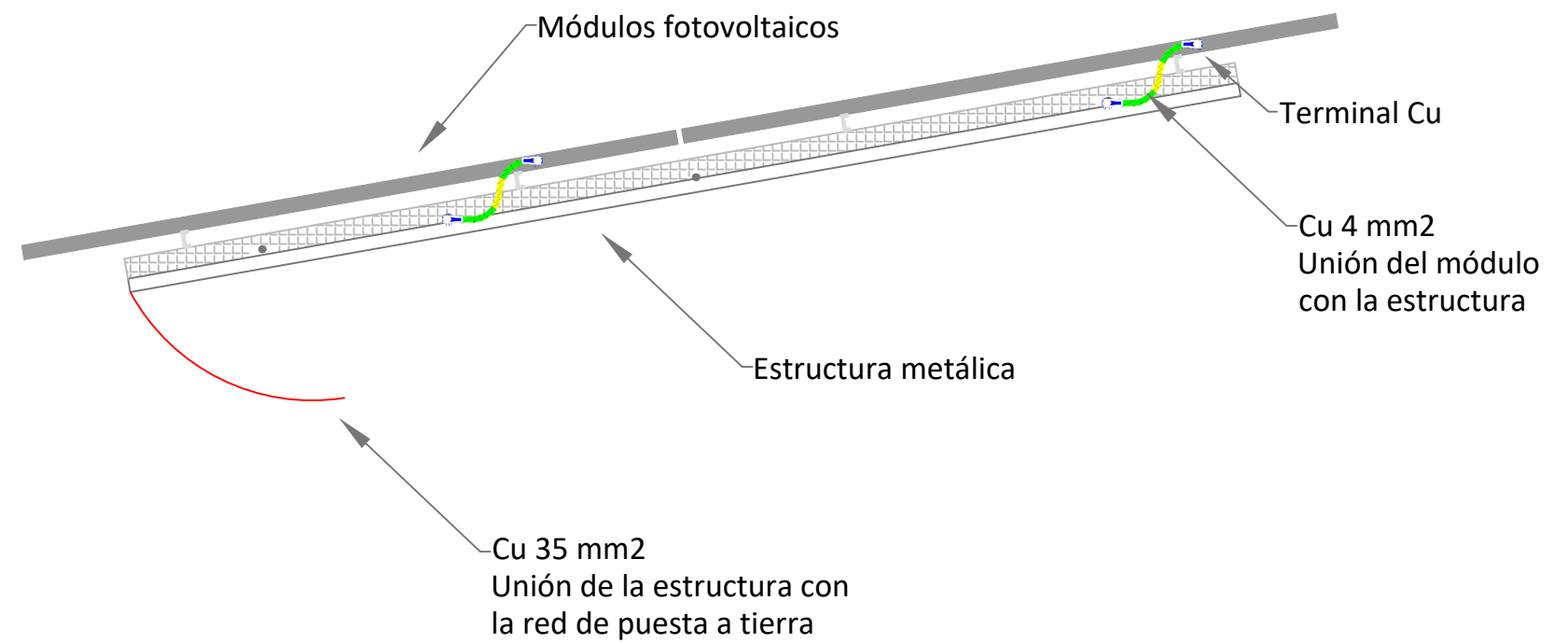
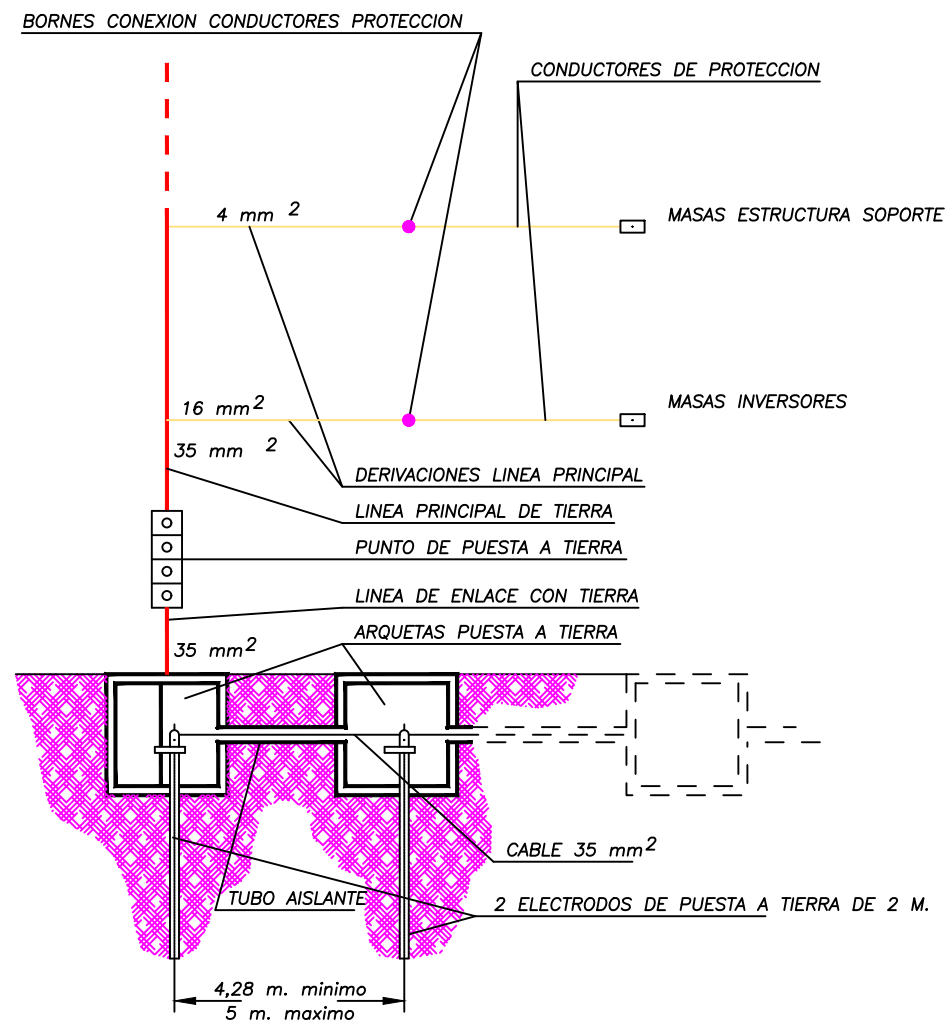
JAVIER MOLLÀ PÉREZ

PLANO Nº

04

ESCALA

37/E



PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DE 50 KWN SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL

Pol. Ind. Els Dos Pins Avda. Benejama N°7, Av. De Beneixama, 03410, Biar

PETICIONARIO: BIMAR S.L.

PLANO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

C.I.	DIBUJADO	REVISADO	U.R.	FECHA
			31/05/2023	31/05/2023

TÉCNICO SUPERIOR EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

JAVIER MOLLÀ PÉREZ

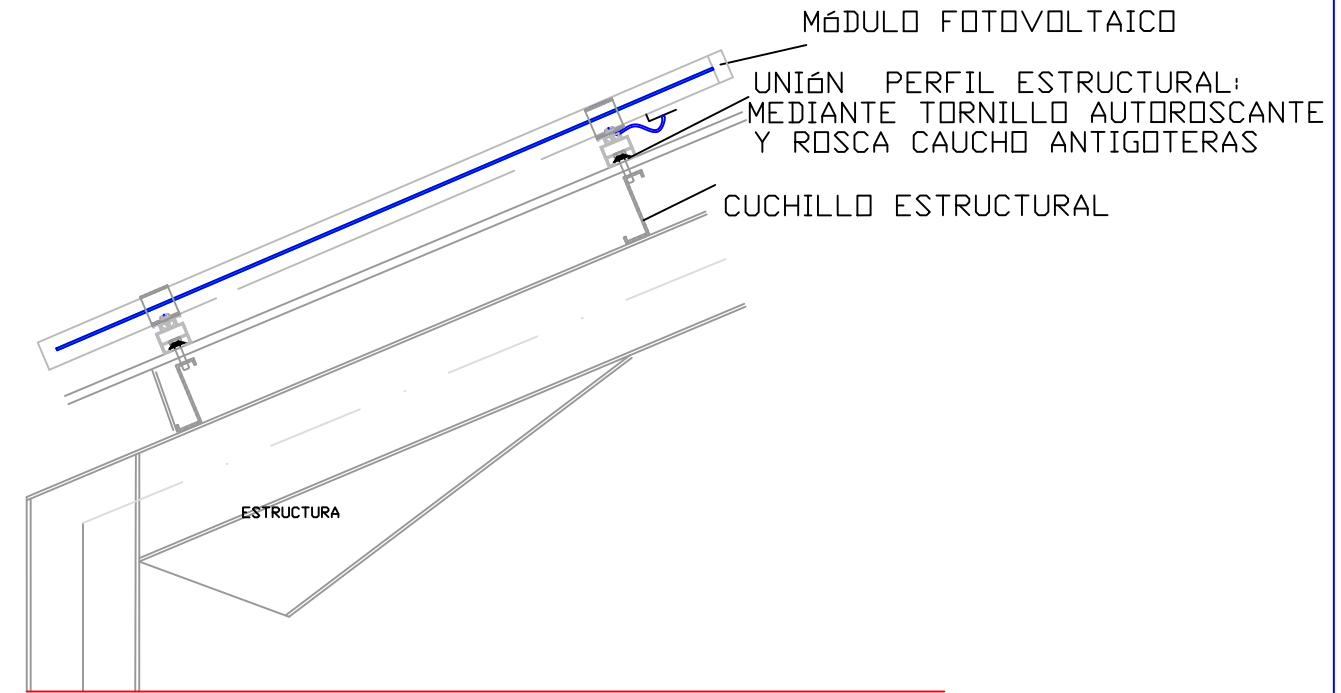
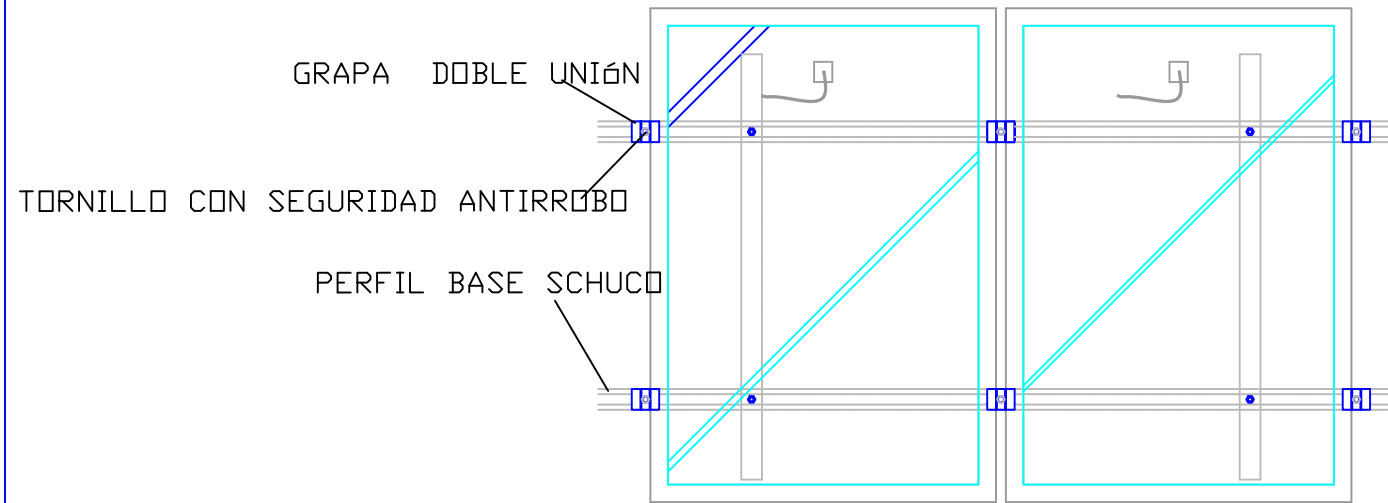
PLANO N° 05

ESCALA 88/E

DETALLE UNIÓN PANEL FOTOVOLTAICO

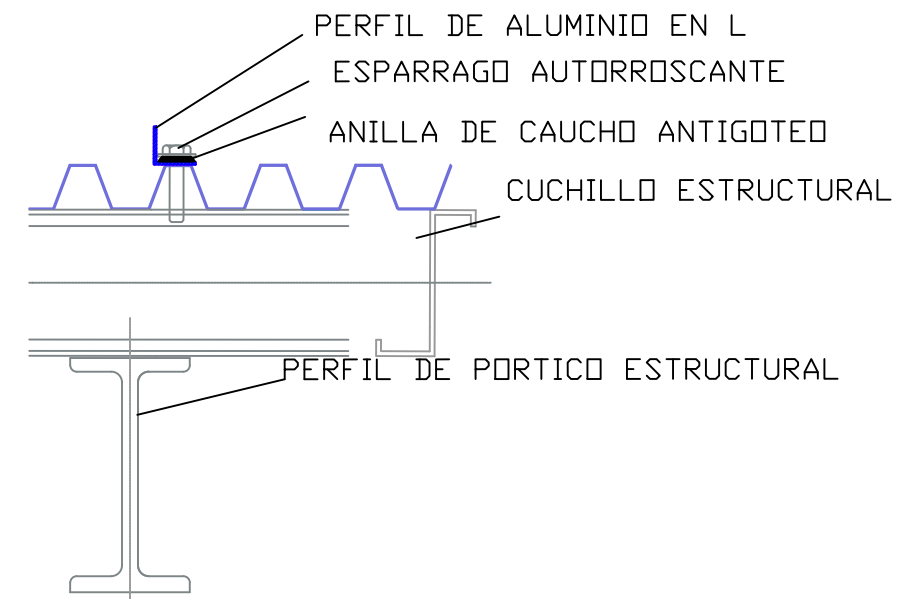
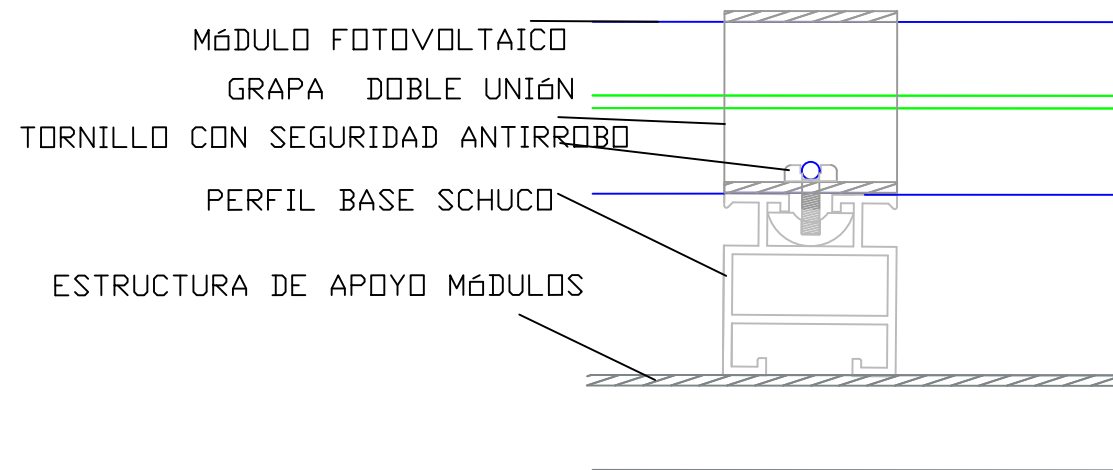
DETALLE UNIÓN MÓDULOS FV -CUBIERTA

VISTA EN PLANTA UNIÓN MÓDULOS FV



DETALLE UNIÓN MÓDULO FV-PERFIL SCHUCO

DETALLE UNIÓN PERFIL-ESTRUCTURA PORTICO

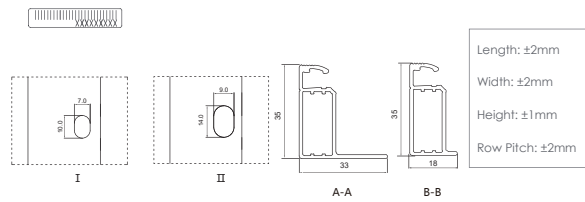
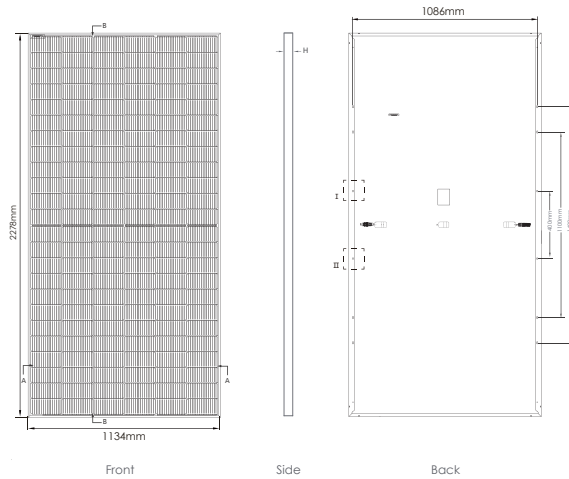


NOTA: La solución estructural deberá ser validada en función de la tipología de cubierta existente

	PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CON COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES DE 50 KWN SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL				PLANO	ESTRUCTURA		TÉCNICO SUPERIOR EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA	PLANO Nº		
	Pol. Ind. Els Dos Pins Avda. Benejama N°7, Av. De Beneixama, 03410, Biar				C.I.	DIBUJADO	REVISADO		U.R.	FECHA	06
	PETICIONARIO: BIMAR S.L.								31/05/2023	31/05/2023	ESCALA 80/E
								JAVIER MOLLÀ PÉREZ			

ANEXOS

Engineering Drawings

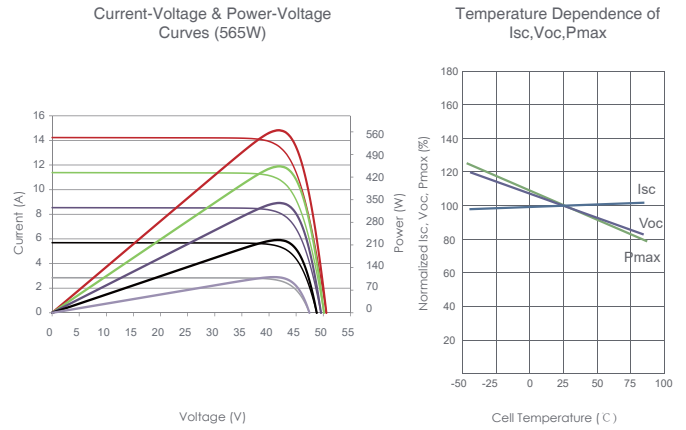


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555N-72HL4 JKM555N-72HL4-V		JKM560N-72HL4 JKM560N-72HL4-V		JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.64V	39.12V	41.77V	39.25V	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V
Maximum Power Current (Imp)	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.34V	47.82V	50.47V	47.94V	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V
Short-circuit Current (Isc)	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A
Module Efficiency STC (%)	21.48%		21.68%		21.87%		22.07%		22.26%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

Technical Specification **SUN2000-50KTL-M3**

Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4

Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes

Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)

Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P

General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HIT)

SmartLogger3000A



Smart

Smart zero export control design



Simple

Easy to install on site



Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Device Management		
Max. Number of Connected Devices	80	
Communication Interface		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
Communication Protocol		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
Interaction		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
Environment		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
Electrical		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
Mechanical		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

¹: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

²: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor magnetotérmico; Acti9
C120N; 4P; 100 A; curva C; 10000
A/10 kA

A9N18374

Principal

Gama De Producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre Del Producto	C120
Tipo De Producto O Componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre Abreviado Del Equipo	C120N
Función	Para corriente > 0,1 A
Número De Polos	4P
Número De Polos Protegidos	4
[In] Corriente Nominal	100 A en 30 °C
Tipo De Red	AC
Tecnología De Unidad De Disparo	Térmico-magnético
Código De Curva	C
Capacidad De Corte	10000 A Icn en 230...400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 500 V corriente continua acorde a Icu
Poder De Seccionamiento	Sí acorde a En > 50 A

Complementario

Frecuencia De Red	50/60 Hz
[Ue] Tensión Nominal De Empleo	380...415 V AC 50/60 Hz <= 500 V corriente continua 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V AC 50/60 Hz 230...400 V AC 50/60 Hz
Límite De Enlace Magnético	5...10 x In
[Ics] Poder De Corte En Servicio	7500 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a Icu - 440 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a Icu - 380...415 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a Icu - 220...240 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a Icu - <= 500 V corriente continua
Clase De Limitación	3 acorde a Icu
[Ui] Tensión Nominal De Aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a Icu
[Uimp] Resistencia A Picos De Tensión	6 kV acorde a Icu
Indicador De Posición Del Contacto	Sí
Tipo De Control	Maneta

Sostenibilidad

La etiqueta **Green Premium™** es el compromiso de Schneider Electric para ofrecer productos con el mejor desempeño ambiental. Green Premium promete cumplir con las regulaciones más recientes, transparencia en cuanto al impacto ambiental, así como productos circulares y de bajo CO₂.

La **guía para evaluar la sostenibilidad de los productos** es un white paper que aclara los estándares globales de etiqueta ecológica y cómo interpretar las declaraciones ambientales.

[Obtenga más información sobre Green Premium >](#)

[Guía para evaluar la sostenibilidad del producto >](#)



Transparencia RoHS/REACH

Rendimiento de la sostenibilidad

✓ Conforme Con Reach Sin Svhc

✓ Sin Metales Pesados Tóxicos

✓ Sin Mercurio

✓ Información Sobre Exenciones De Rohs **Sí**

Certificaciones y estándares

Reglamento Reach

[Declaración de REACH](#)

Directiva Rohs Ue

Conforme

[Declaración RoHS UE](#)

Normativa De Rohs China

[Declaración RoHS China](#)

Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)

Comunicación Ambiental

[Perfil ambiental del producto](#)

Raee

En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Perfil De Circularidad

No se necesitan operaciones de reciclaje específicas

Hoja de características del producto

Especificaciones



interruptor diferencial 4P 125A 300MA 400V clase AC

16907

Principal

Gama	Acti9
Nombre Del Producto	Acti 9 Reflex iC60
Tipo De Producto O Componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre Abreviado Del Equipo	RCCB-ID
Número De Polos	4P
Posición De Neutro	Izquierda
[In] Corriente Nominal	125 A
Tipo De Red	AC
Sensibilidad De Fuga A Tierra	300 mA
Retardo De La Protección Contra Fugas A Tierra	Instantáneo
Clase De Protección Contra Fugas A Tierra	Tipo AC
Poder De Conexión Y De Corte	$I_m = 1250 \text{ A } 400 \text{ V}$ acorde a IEC 61008
Corriente Condicional De Cortocircuito	$I_{nc} 10 \text{ kA } 125 \text{ A}$

Complementario

Ubicación Del Dispositivo En El Sistema	Salida
Frecuencia De Red	50/60 Hz
[Ue] Tensión Nominal De Empleo	400 V AC 50 Hz acorde a IEC 61008
Tecnología De Disparo Corriente Residual	Electromecánica
[Ui] Tensión Nominal De Aislamiento	440 V AC 50 Hz acorde a IEC 61008-1
[Uimp] Resistencia A Picos De Tensión	4 kV acorde a IEC 61008-1
Tipo De Control	Maneta
Tipo De Montaje	Fijo
Soporte De Montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Paso De Conexión	18 mm entre fases
Pasos De 9 Mm	8
Altura	86 mm
Ancho	72 mm
Profundidad	76 mm
Peso Del Producto	420 g

Sostenibilidad

La etiqueta **Green Premium™** es el compromiso de Schneider Electric para ofrecer productos con el mejor desempeño ambiental. Green Premium promete cumplir con las regulaciones más recientes, transparencia en cuanto al impacto ambiental, así como productos circulares y de bajo CO₂.

La **guía para evaluar la sostenibilidad de los productos** es un white paper que aclara los estándares globales de etiqueta ecológica y cómo interpretar las declaraciones ambientales.

[Obtenga más información sobre Green Premium >](#)

[Guía para evaluar la sostenibilidad del producto >](#)

Rendimiento de la sostenibilidad

✓ Sin Metales Pesados Tóxicos

✓ Sin Mercurio

✓ Información Sobre Exenciones De Rohs **Sí**

Reglamento Reach

[Declaración de REACH](#)

Directiva Rohs Ue

Conforme

[Declaración RoHS UE](#)

Normativa De Rohs China

[Declaración RoHS China](#)

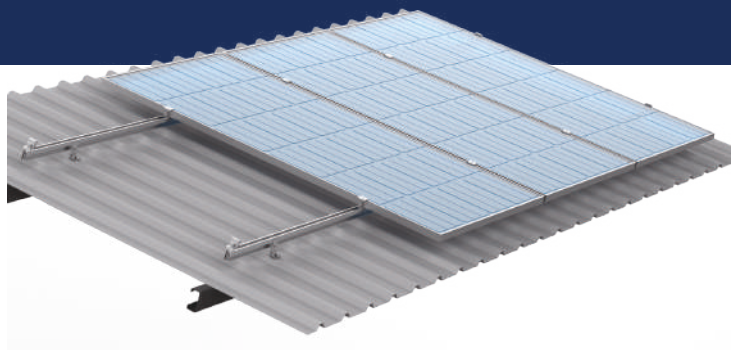
Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)

Raee

En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Perfil De Circularidad

No se necesitan operaciones de reciclaje específicas



Especificaciones

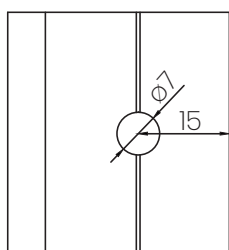
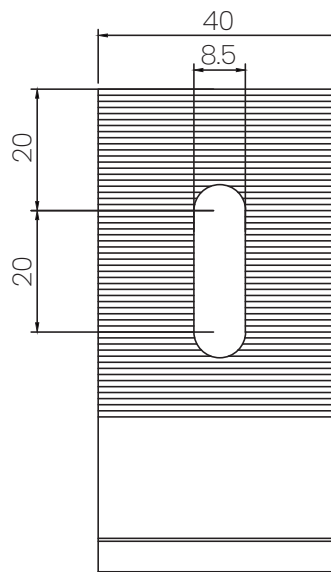
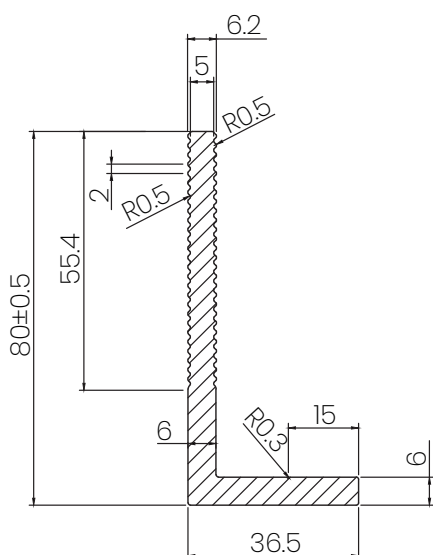
Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

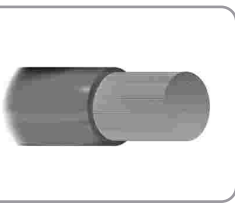
Velocidad del viento: hasta 27 m/s
Carga de nieve: hasta 50 cm

Accesorios

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

Medidas





afirenas L(AS) H07Z1-K(AS)

70°

4. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Designación	Sección mm ²	Espesor aislamiento mm	Diámetro aprox. mm	Peso aprox. kg/km	Resistencia eléctrica máx. a 20 ° C en C.C ohm/km	Intensidad máx. admisible (NOTA 1) A	Intensidad máx. admisible (NOTA 2) A	Radio de curvatura mín. mm
H07Z1-K(AS)	1 x 1,5	0,7	2,95	19	13,3	15,2	13,5	12
H07Z1-K(AS)	1 x 2,5	0,8	3,63	30	7,98	20,8	18,3	15
H07Z1-K(AS)	1 x 4	0,8	4,24	44	4,95	27,8	24,4	17
H07Z1-K(AS)	1 x 6	0,8	4,75	62	3,3	35,6	31	19
H07Z1-K(AS)	1 x 10	1	6	106	1,91	49,5	43,5	24
H07Z1-K(AS)	1 x 16	1	7,35	160	1,21	66	59	29
H07Z1-K(AS)	1 x 25	1,2	8,63	247	0,78	87,8	77,4	43
H07Z1-K(AS)	1 x 35	1,2	10,4	332	0,554	108,7	95,7	52
H07Z1-K(AS)	1 x 50	1,4	11,9	482	0,386	131,3	116,6	60
H07Z1-K(AS)	1 x 70	1,4	14,2	657	0,272	167	148,8	85
H07Z1-K(AS)	1 x 95	1,6	15,5	888	0,206	201	180	93

*NOTA 1

Condiciones: Método de referencia B1 de la norma IEC 60364-5-523
(cable unipolar dentro de tubo o conducto colocado sobre pared o empotrado en ella)

Temperatura ambiente 40 ° C

Un solo circuito cargado en la canalización

Circuito monofásico para cables unipolares.

*NOTA 2

Condiciones: Método de referencia B1 de la norma IEC 60364-5-523
(cable unipolar dentro de tubo o conducto colocado sobre pared o empotrado en ella)

Temperatura ambiente 40 ° C

Un solo circuito cargado en la canalización

Circuito trifásico para cables unipolares.

5. COLORES

La identificación de los conductores es según UNE 21031-1¹⁰

¹⁰ UNE 21031-1.- Cables aislados con policloruro de vinilo de tensiones asignadas inferiores o iguales a 450/750 V.
Parte 1: Prescripciones generales.