



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de una instalación fotovoltaica de 80kW trifásica interconectada a red para abastecer el consumo eléctrico de un centro de educación secundaria en el municipio de Sagunto bajo régimen de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Ortega Gómez, José Juan

Tutor/a: Palomo Anaya, M^a Josefa

Cotutor/a: Seguí Chilet, Salvador

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 80kW TRIFÁSICA
INTERCONECTADA A RED PARA
ABASTECER EL CONSUMO ELÉCTRICO DE
UN CENTRO DE EDUCACIÓN
SECUNDARIA EN EL MUNICIPIO DE
SAGUNTO BAJO EL RÉGIMEN DE
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
ACOGIDA A COMPENSACIÓN
SIMPLIFICADA**

AUTOR: JOSÉ JUAN ORTEGA GÓMEZ

TUTOR: M^o JOSEFA PALOMO ANAYA

COTUTOR: SALVADOR SEGUI CHILET

Curso Académico: 2021-22



AGRADECIMIENTOS

“A mi familia por sus ánimos y paciencia,

A mis tutores por ayudarme a recorrer este camino final,

A mi madre por su apoyo incondicional”

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene como objeto el dimensionado y desarrollo de una instalación fotovoltaica de 80 kW para abastecer el consumo eléctrico de un centro de educación secundaria situado en la provincia de Valencia.

El centro educativo se encuentra en Puerto de Sagunto y ofrece servicio a más de 1.500 alumnos. Los edificios que forman el centro disponen de más de 2.800m² en cubiertas planas de fácil acceso. Estas condiciones junto a que no existen edificios colindantes que provoquen sombras sobre ellas hacen a esta ubicación propicia para la instalación de un campo fotovoltaico con el fin de cubrir parte del consumo eléctrico.

De acuerdo con el RD 244/19 y teniendo en cuenta las condiciones operativas del centro, se pretende realizar el diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red con excedentes acogida a compensación simplificada. Este tipo de instalación disminuirá el consumo eléctrico de red y permitirá compensar el gasto variable de la factura con los excedentes de producción de la instalación. En el TFG se estudiarán las condiciones económicas y energéticas del centro, para estimar la potencia a instalar, y definir las posibles soluciones de suministro eléctrico renovable.

Una vez seleccionada la solución más adecuada se realizan los cálculos de la instalación fotovoltaica conectada a red necesaria para cubrir parcialmente la demanda energética del centro. Tras todo esto se realiza un estudio de viabilidad económica para determinar la viabilidad del proyecto.

Palabras Clave: energía solar fotovoltaica, instalación eléctrica, autoconsumo energético, paneles fotovoltaicos, fotovoltaica en cubierta

RESUM

Este Treball de Fi de Grau (TFG) té com objecte el dimensionat i desenrotllament d'una instal·lació fotovoltaica de 80kW per abastir el consum elèctric d'un centre d'educació secundària situat en la província de València.

El centre educatiu es troba en Port de Sagunt i ofereix servei a més de 1.500 alumnes. Els edificis que formen el centre disposen de més de 2.800m² en cobertes planes de fàcil accés. Estes condicions junt amb que no hi ha edificis limítrofs que provoquen ombres sobre elles fan a esta ubicació propícia per a la instal·lació d'un camp fotovoltaic a fi de cobrir part del consum elèctric.

D'acord amb el RD 244/19 i tenint en compte les condicions operatives del centre es pretén realitzar el disseny i dimensionat d'una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum connectada a xarxa amb excedents acollida a compensació simplificada. Este tipus d'instal·lació disminuirà el consum elèctric de xarxa i permetrà compensar el gasto variable de la factura amb els excedents de producció de la instal·lació. En el TFG s'estudiaran les condicions econòmiques i energètiques del centre, per a estimar la potència a instal·lar, i definir les possibles solucions de subministrament elèctric renovable.

Una vegada seleccionada la solució més adequada es realitzen els càlculs de la instal·lació fotovoltaica connectada a xarxa necessària per a cobrir parcialment la demanda energètica del centre. Després de tot açò es realitza un estudi de viabilitat econòmica per a determinar la viabilitat del projecte

Paraules clau: energia solar fotovoltaica, instal·lació elèctrica, autoconsum energètic, panells fotovoltaics, fotovoltaica en coberta

ABSTRACT

This Final Degree Project (TFG) is aimed at the dimensioning and development of an 80 kW photovoltaic installation to supply the electricity consumption of a secondary education center located in the province of Valencia.

The educational center is located in Puerto de Sagunto and offers service to more than 1,500 students. The buildings that make up the center have more than 2,800m² on easily accessible flat roofs. These conditions, together with the fact that there are no neighboring buildings that cast shadows on them, make this location suitable for the installation of a photovoltaic field in order to cover part of the electricity consumption.

In accordance with RD 244/19 and taking into account the operating conditions of the center, it is intended to carry out the design and dimensioning of a self-consumption photovoltaic installation connected to the grid with surpluses under simplified compensation. This type of installation will reduce the electricity consumption of the network and will make it possible to compensate the variable cost of the bill with the production surpluses of the installation. In this final degree project the economic and energy conditions of the center will be studied, to estimate the power to be installed, and to define possible solutions for renewable electricity supply.

Once the most appropriate solution has been selected, the calculations of the photovoltaic installation connected to the grid necessary to partially cover the energy demand of the center are carried out. After all this, an economic feasibility study is carried out to determine the feasibility of the project.

Keywords: photovoltaic solar energy, electrical installation, energy self-consumption, photovoltaic panels, rooftop photovoltaic



ÍNDICE GENERAL DEL TRABAJO

DOCUMENTOS QUE CONTIENE EL TFG:

- DOCUMENTO 1: MEMORIA
- DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO
- DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES
- DOCUMENTO 4: PLANOS



DOCUMENTO 1:

MEMORIA

ÍNDICE MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	8
1.1 OBJETIVO	8
1.2 JUSTIFICACIÓN	8
1.3 ANTECEDENTES	10
1.3.1 ENERGÍA SOLAR.....	10
1.3.2 TECNOLOGÍA FOLVOLTAICA	12
1.3.2.1 Historia	12
1.3.2.2 Paneles Fovovoltaicos	13
1.3.2.3 Tipos de Instalaciones Fovovoltaicas	16
1.3.3 Regulación del autoconsumo	16
1.3.3.1 Autoconsumo	16
1.3.3.2 Resumen Evolución Legislativa	17
1.3.3.3 Real Decreto 244/2019	17
2. MEMORIA TÉCNICA.....	23
2.1 PANEL FOTOVOLTAICO	23
2.2 INVERSOR	25
2.3 CAMPO FOTOVOLTAICO	27
2.4 ESTRUCTURA SOPORTE	29
2.5 CABLEADO	31
2.6 CANALIZACIONES Y TUBOS	32
2.7 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	33
2.8 PUESTA A TIERRA	34
2.9 CONTADOR	34
3. MEMORIA DISEÑO Y CÁLCULOS.....	36
3.1 CONDICIONES DE ENTRADA.....	36
3.1.1 Superficie disponible	36
3.1.2 Demanda anual	39
3.1.3 Recurso Solar	41

3.2	DISEÑO ÓPTIMO	44
3.2.1	Tipo de instalación fotovoltaica: marco regulador seleccionado	44
3.2.2	Elección del panel fotovoltaico	45
3.2.3	Dimensionado de la potencia del campo fotovoltaico a instalar	46
3.2.4	Elección del inversor	50
3.2.5	Inclinación y orientación óptima	52
3.2.6	Separación entre filas de módulos	54
3.2.7	Datos ambientales y temperatura de trabajo de la célula	55
3.2.8	Configuración campo solar fotovoltaico	56
3.2.9	Distribución del campo fotovoltaico y estudio de sombras	60
3.2.10	Dimensionado cableado	64
3.2.11	Dimensionado tubos	72
3.2.12	Protecciones	73
3.2.13	Puesta a tierra	76
3.2.14	Producción Anual Esperada	78
4.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD	80
4.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	81
4.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	82
4.3	PERIODO DE RETORNO	82
5.	CONCLUSIONES	83
6.	BIBLIOGRAFÍA	86
6.1	REFERENCIAS	86
7.	ANEXOS	87
	ANEXO I: INFORME SIMULACIÓN PVSystem	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Correlación entre la concentración de CO ₂ en la atmósfera y la temperatura media global, desde 1880 hasta 2016. Fuente: ClimateCentral.org.....	9
Figura 2: Irradiación global horizontal. Fuente: SOLARGIS	11
Figura 3: Energía potencial de media por m ² en distintos territorios europeos. Fuente: elordenmundial.com	12
Figura 4: Gráfico evolución de las mejores eficiencias de células fotovoltaicas desde 1975 hasta 2015. Fuente: National Renewable Energy Laboratory	13
Figura 5: Evolución del precio del módulo fotovoltaico de panel plano. Fuente: UBS estimates	14
Figura 6: Comparación de eficiencias de diferentes tecnologías. Mejor eficiencia de módulo vs. Mejor eficiencia de célula. Fuente: Green et all	15
Figura 7: Partes de un panel solar fotovoltaico. Fuente: Trina Solar	16
Figura 8: Potencia solar fotovoltaica instalada en España. Fuente: REE.....	17
Figura 9: Esquema panel fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar	23
Figura 10: Esquema inversor. Fuente: GoodWe	26
Figura 11: Aprovechamiento de los seguidores del inversor. Fuente: Propia.	28
Figura 12: Distribución campo fotovoltaico sobre la cubierta. Fuente: Propia.	29
Figura 13: Estructura soporte montada sin módulos. Fuente: Solar Stem	30
Figura 14: Vista perfil. Fuente: SolarStem.....	31
Figura 15: Contador bidireccional SDM630MCT-4L-MID. Fuente: Temper	35
Figura 16: Condiciones de entrada. Fuente: propia	36
Figura 17: Imagen vía satélite con el centro contorneado y marcado el punto de conexión. Fuente: Google Earth.....	37
Figura 18: Imagen vía satélite cubiertas seleccionadas, dimensiones y obstáculos. Fuente: Google Earth	38
Figura 19: Consumo eléctrico mensual. Fuente: Facturas	40
Figura 20: Resumen gasto fijo y variable anual (con IVA). Fuente: Factura.....	41
Figura 21: HSP en función del mes e inclinación. Fuente: PV-GIS.....	43
Figura 22: Fabricantes de inversores en función de su cuota de mercado en 2018. Fuente: Wood Mackenzie Power & Renewables	51
Figura 23: Inclinación panel fotovoltaico sobre soporte a 45°. Fuente: TeknoSolar	53

Figura 24: Representación gráfica de las variables. Fuente: IDAE	55
Figura 25: Interconexión ramas de paneles fotovoltaicos e inversor. Fuente: Propia.	59
Figura 26: Sombreado crítico sobre cubierta C2. Mes: Octubre. Fuente: SketchUp Pro 2021	61
Figura 27: Cubiertas, obstáculos y zonas. Fuente: Propia	62
Figura 28: Modelado 3D de la instalación. Fuente: PVSyst	63
Figura 29: Diagrama de pérdidas. Fuente: Informe PVSyst	64
Figura 30: Croquis tramos de cable. Fuente: Propia	65
Figura 31: Ejemplo de gráfica funcionamiento del mercado eléctrico español. En verde se aprecia la oferta de los generadores ordenada de menor a mayor precio de la energía en función del proceso productivo. En azul se aprecia la curva de demanda de las comercializadoras en la que se fija el precio que están dispuestos a pagar por la energía de mayor a menor. Donde cortan ambas curvas se encuentra el punto de casación, que determina el precio que se paga por la energía. En el punto de casación se observa una central que utiliza gas para la producción energética. Fuente: Quantum Fracture	84
Figura 32: Evolución del precio de la luz en el mercado mayorista español. Fuente: OMIE	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo. Fuente: IDAE	20
Tabla 2: Resumen trámites autoconsumo con excedentes. Parte 1. Fuente: Guía para tramitación autoconsumo. IDAE	21
Tabla 3: Resumen trámites autoconsumo con excedentes. Parte 2. Fuente: Guía para tramitación autoconsumo. IDAE	22
Tabla 4: Especificaciones eléctricas panel fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar	24
Tabla 5: Características eléctricas del inversor. Fuente: GoodWe	26
Tabla 6: Resumen configuración elegida para el campo solar FV. Fuente: Propia	29
Tabla 7: Resumen estructura soporte. Fuente: SolarStem	31
Tabla 8: Resumen cableado de la instalación en función del tramo. Fuentes: Catálogo Top Cable y propia.	32
Tabla 9: Resumen canalización y tubos en función del tramo. Fuentes: Catálogo del fabricante Tupersa y propia.....	33
Tabla 10: Resumen características interruptor automático con diferencial. Fuente: Catálogo Legrand	34
Tabla 11: Resumen contador. Fuente: Temper	35
Tabla 12: HSP/día en función de la inclinación para los distintos meses del año en Puerto de Sagunto. Fuente: PV-GIS.....	41
Tabla 13: HSP Anuales en función de la inclinación. Fuente: PVGIS	42
Tabla 14: Los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos en 2019. Fuente: GlobalData	45
Tabla 15: Características de los distintos modelos de panel seleccionados. Fuente: Hojas de características de los paneles.....	46
Tabla 16: Producción mensual y anual con un panel fotovoltaico para diferentes inclinaciones en la provincia de valencia (en kWh). Fuente: PVGIS	47
Tabla 17: Número de paneles, potencia a instalar y precio en función de la inclinación. Fuente: Propia	48
Tabla 18: Consumo de energía mensual descontando la producción fotovoltaica (en kWh). Además, se obtienen totales de consumo variable y de ahorro. Fuente: Propia	49
Tabla 19: Estimación dimensiones de cubierta. Fuente: Propia	50
Tabla 20: Estimación de potencia a instalar. Fuente: Propia	50

Tabla 21: Comparativa inversores seleccionados. Fuente: Hoja de datos de los aparatos	52
Tabla 22: Resumen cálculos distancia entre filas. Fuente: Propia	55
Tabla 23: Datos ambientales provincia de Valencia. Fuente: AEMET y PVGIS.....	56
Tabla 24: Estudio de las configuraciones posibles y sus valores eléctricos. Fuente: Propia.....	59
Tabla 25: Resumen configuración campo fotovoltaico.....	60
Tabla 26: Resumen distribución paneles en las cubiertas. Fuente: Propia.....	62
Tabla 27: Porcentaje de pérdidas máximas admisibles en la instalación. Fuente: PCT IDAE	63
Tabla 28: Resumen datos para el calculo de la sección. Fuente: Propia.....	66
Tabla 29: Intensidades máximas admisibles por sección de cable y método de instalación. Cableado de continua. Fuente: Tabla A.3 de UNE-EN 50.618.....	67
Tabla 30: Factor de corrección K1 por agrupación de cables. Fuente: Tabla B.52.17 de UNE HD 60.364-5-52.	68
Tabla 31: Factor de corrección K2 por temperatura de operación distinta a 60°C. Fuente: Tabla A.4 de UNE-EN 50.618	68
Tabla 32: Resumen datos para obtener la sección de cable. Fuente: Propia.	68
Tabla 33: Resumen calculos para obtener la sección de cable. Fuente: Propia	69
Tabla 34: Tabla C.51.1 bis. Corrientes admisibles en amperios. Temperatura ambiente 40°C en el aire. Fuente: UNE HD 60364-5-52.	70
Tabla 35: Iteraciones. Fuente: Propia.....	71
Tabla 36: Resumen calculos para obtener la sección de alterna. Fuente: Propia	71
Tabla 37: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. Fuente: REBT	71
Tabla 38: Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas. Fuente: REBT (ITC-BT-21).....	72
Tabla 39: Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas. Fuente: REBT (ITC-BT-21)	72
Tabla 40: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: REBT (ITC-BT-21)	73
Tabla 41: Sección de los conductores de protección en función de los conductores de fase. Fuente: REBT.....	78
Tabla 42: Resumen secciones de conductor de protección. Fuente: Propia	78
Tabla 43: Producción anual espera. Fuente: PV Syst	79
Tabla 44: Análisis económico. Fuente: Propia.....	81

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo del TFG es desarrollar el estudio y diseño de una instalación fotovoltaica en la cubierta de un Instituto Público con el propósito de satisfacer parte de la demanda requerida por el centro, fomentando así el ahorro y la utilización de energía de origen renovable, cuya fuente en este caso es la energía solar.

Para satisfacer el fin antes mencionado, el trabajo consta de las siguientes partes:

- Exposición de la tecnología a emplear y del marco legislativo en el que se encuadra.
- Estudio de las condiciones previas al diseño (superficie útil, contrato con la distribuidora de electricidad, demanda eléctrica anual y estudio del recurso solar en la zona).
- Estudio y desarrollo del diseño óptimo (potencia a instalar, ubicación, inclinación, orientación, dimensionado de los elementos de la instalación, diseño del parque solar y producción anual esperada).
- Determinación del presupuesto.
- Análisis de viabilidad económica del proyecto.
- Conclusiones.

Con la realización de este proyecto se ponen en práctica parte de los conocimientos adquiridos durante los 4 años de formación del Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, culminando estos estudios al abordar un caso real de ingeniería con el objetivo de ofrecer al cliente una solución óptima y viable.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Durante millones de años, las plantas y el resto de los seres vivos han absorbido el carbono de la atmósfera para llevar a cabo sus funciones vitales, y estos, tras su muerte han quedado enterrados, convirtiéndose con el paso de los siglos en **combustibles fósiles**. Desde la primera revolución industrial a finales del siglo XVIII, el ser humano ha desenterrado y consumido a través de su combustión esta fuente de energía.

El resultado del empleo de los combustibles fósiles para la producción de energía es el **aumento del CO₂ presente en la atmósfera**. Este incremento del dióxido de carbono atmosférico se asocia al calentamiento global debido al efecto invernadero. El efecto invernadero provoca el aumento de la temperatura media del planeta. En la siguiente gráfica se observa la correlación entre la concentración de CO₂ en la atmósfera, la temperatura media global del planeta y su evolución temporal.

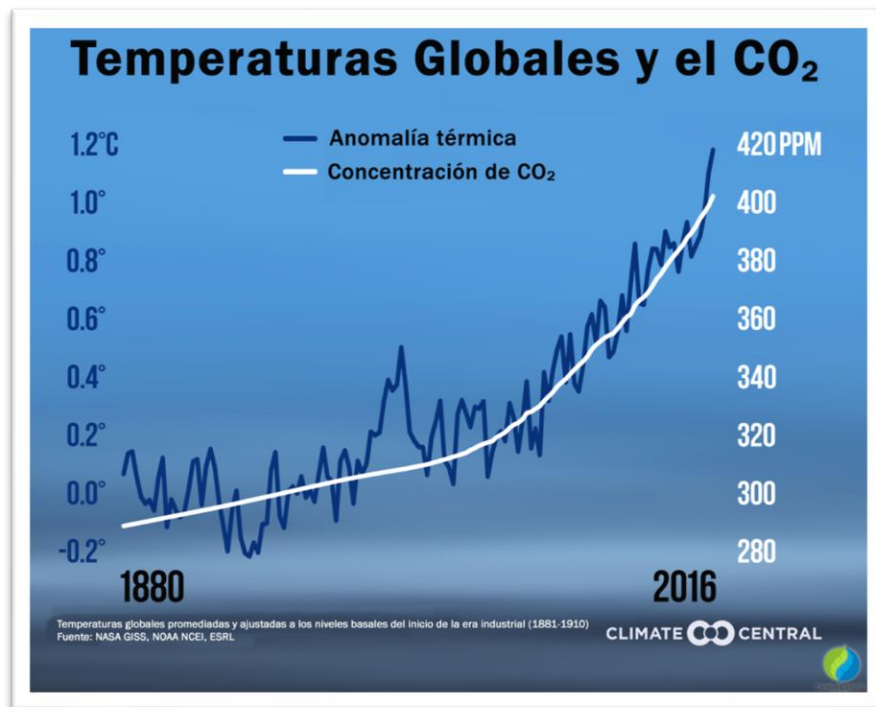


Figura 1: Correlación entre la concentración de CO₂ en la atmósfera y la temperatura media global, desde 1880 hasta 2016. Fuente: ClimateCentral.org

Desde que se observó que la huella de carbono (gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera) estaba provocando la **aceleración del cambio climático** e injerencias en el medio ambiente que afectan a la vida en nuestro planeta, dirigentes de las distintas naciones del planeta comenzaron a interesarse en el asunto. Por lo que deciden reunirse para desarrollar y poner en práctica acuerdos globales con el fin de disminuir el avance descontrolado del cambio climático y así tratar de minimizar sus efectos.

El epicentro de estos acuerdos es la **Organización de Naciones Unidas**. Dentro del Marco de Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático se establece el **Acuerdo de París**, aprobado en diciembre de 2015 y que entró en vigor en 2016. En el acuerdo se fija el objetivo principal de **limitar el incremento de la temperatura media del planeta por debajo de 2° C desde los niveles preindustriales**. Para cumplir tal objetivo se fija el compromiso de los países firmantes que para 2030 se produzca una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del **30%** respecto a los niveles de 1990.

La **Unión Europea** se encuentra a la vanguardia en el compromiso por el medio ambiente y el desarrollo sostenible para combatir el cambio climático. Por lo que, en diciembre de 2020 se presentó el objetivo de reducir un **55%** las emisiones de carbono para 2030 con respecto a los niveles de 1990. Desempeñando un papel de liderazgo mundial en la acción por el clima y **suscribiéndose a la Agenda 2030 de las Naciones Unidas en la que se establecen 17 Objetivos de Desarrollo Sostenibles** (conocidos como ODS). Los ODS son un conjunto de objetivos internacionales que persiguen: erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad de todos sus

habitantes. Entre los objetivos mencionados se encuentra el **ODS número 7: Energía Asequible y No Contaminante**. Este objetivo pretende garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

En **España**, siguiendo la línea trazada por los acuerdos europeos, se publica la **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética**. Esta ley pretende ayudar a alcanzar antes de 2050 la neutralidad climática, es decir, una huella de carbono cero para ese año. En esta ley se pone énfasis en los siguientes puntos:

- Aumento de la producción energética a través de las renovables.
- Creación de zonas de bajas emisiones.
- Movilidad sostenible y puntos de recarga.
- Eficiencia energética y rehabilitación de edificios.
- Desinversión en productos energéticos de origen fósil.

La ley también recoge la creación de un Comité de Expertos del Cambio Climático y Transición Energética, para evaluar y hacer recomendaciones sobre medidas de energía y cambio climático. Para la consecución de los objetivos propuestos se sigue el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**, que es el documento que define el plan de trabajo estatal en materia energética para la próxima década que persigue el cumplimiento del Acuerdo de París.

Respecto a la producción energética y para conseguir los objetivos perseguidos, se hace necesaria una regulación que fomente el empleo de fuentes de energía renovables y no contaminantes. Las autoridades españolas en materia de energía están trabajando continuamente para desarrollar un marco regulatorio que suponga un equilibrio entre la producción centralizada de energía y el autoconsumo, en favor de las fuentes de energía menos contaminantes. En ese equilibrio nace el **Real Decreto 244/2019** que tiende puentes hacia el desarrollo sostenible perseguido, estableciendo el marco regulatorio del autoconsumo que se analiza en apartados posteriores.

1.3 ANTECEDENTES

A continuación, se presentan los **actores principales** que hacen posible el desarrollo del proyecto: energía solar, tecnología fotovoltaica y el marco regulatorio del autoconsumo. Estos tres apartados se contextualizan teniendo en cuenta el emplazamiento de la instalación. Concretamente en el Municipio de Sagunto, Valencia, España.

1.3.1 ENERGÍA SOLAR

Las energías renovables precisan de una **fuentes natural e inagotable de energía**, en el caso de la energía solar fotovoltaica esa fuente es el Sol. **El Sol** es la estrella del sistema solar y la fuente de energía más importante para el planeta Tierra, gracias a él se producen innumerables procesos naturales. Esto se debe a que en el núcleo solar se producen **reacciones nucleares de fusión** que elevan su temperatura y emiten energía en forma de radiación al espacio.

La radiación emitida es de carácter electromagnético. Esta radiación solar atraviesa el espacio exterior y la atmósfera hasta incidir sobre la superficie terrestre. La magnitud que mide la radiación solar es la **irradiancia** y sus unidades se expresan en **W/m²**. La radiación media que alcanza la superficie terrestre se estima que es 1.353 W/m² según la NASA.

En la Tierra parte de la radiación solar se refleja debido a los gases que forman la atmósfera, el resto es capaz de alcanzar la superficie terrestre en mayor o menor medida en función de las condiciones atmosféricas. El valor de irradiancia que alcanza la superficie depende principalmente de tres factores: la nubosidad, el ángulo de incidencia y la reflectancia de las superficies. Además, en función de la estación del año varía el valor de la irradiancia que alcanza la superficie; aumentando en verano y disminuyendo en invierno.

En la siguiente figura se aprecia la energía radiada de media por el Sol en la superficie de Europa.

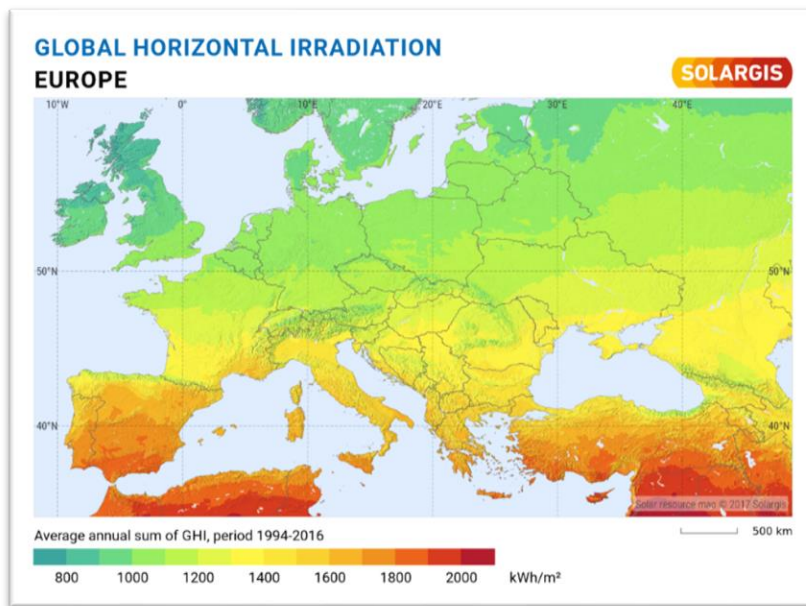


Figura 2: Irradiación global horizontal. Fuente: SOLARGIS

Como se observa en la figura anterior, España es uno de los territorios con mayor recurso solar de Europa. Más concretamente, la Comunidad Valenciana se encuentra en la posición 12 respecto a los territorios europeos con mayor radiación solar, con una cantidad de 4.44 HSP de media como se observa en la figura 3.

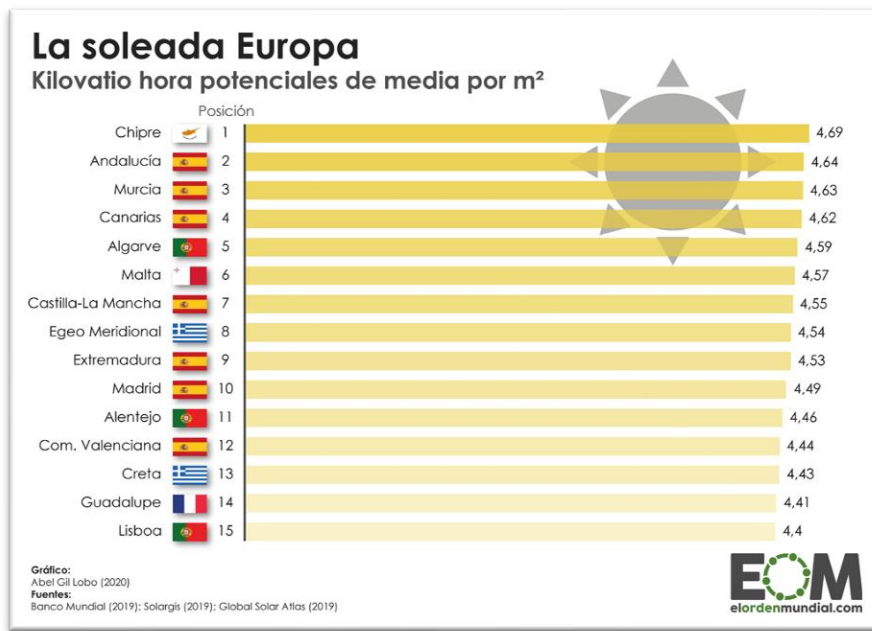


Figura 3: Energía potencial de media por m2 en distintos territorios europeos. Fuente: elordenmundial.com

En nuestro país, la energía solar como fuente de energía eléctrica renovable se encuentra en una etapa avanzada de desarrollo, instalación y aprovechamiento. Se puede dividir en dos tipos en función de cómo se aproveche la energía: energía solar fotovoltaica y energía solar térmica. El desarrollo de este trabajo se centra en la energía solar fotovoltaica.

1.3.2 TECNOLOGÍA FOLVOLTAICA

Con el objetivo de aprovechar la radiación solar aparecen las **células fotovoltaicas**, que emplean el fenómeno físico del **efecto fotoeléctrico** y son capaces de transformar parte de la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica.

1.3.2.1 Historia

Inicialmente, el empleo de la tecnología fotovoltaica se limitaba a la industria espacial debido a que su desarrollo estaba todavía en una fase temprana lo que encarecía su fabricación y las eficiencias de las células eran muy bajas comparadas con las actuales. **Vanguard I** fue el primer satélite espacial que empleaba paneles fotovoltaicos para producir su propia energía en 1956.

Con la crisis del petróleo de Estados Unidos en los años 70 se incentivó desde el gobierno las investigaciones de nuevas vías de producción energética, lo que supuso un impulso para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica. En los años 80 comenzó la producción industrial de paneles fotovoltaicos. El desarrollo de la industria de la electrónica mejoró los procesos de fabricación de los semiconductores lo que ha ido disminuyendo los costes de los paneles y mejorando su eficiencia. Como se puede observar en la siguiente figura, la eficiencia de las distintas tecnologías empleadas en células fotovoltaicas ha aumentado a lo largo del tiempo.

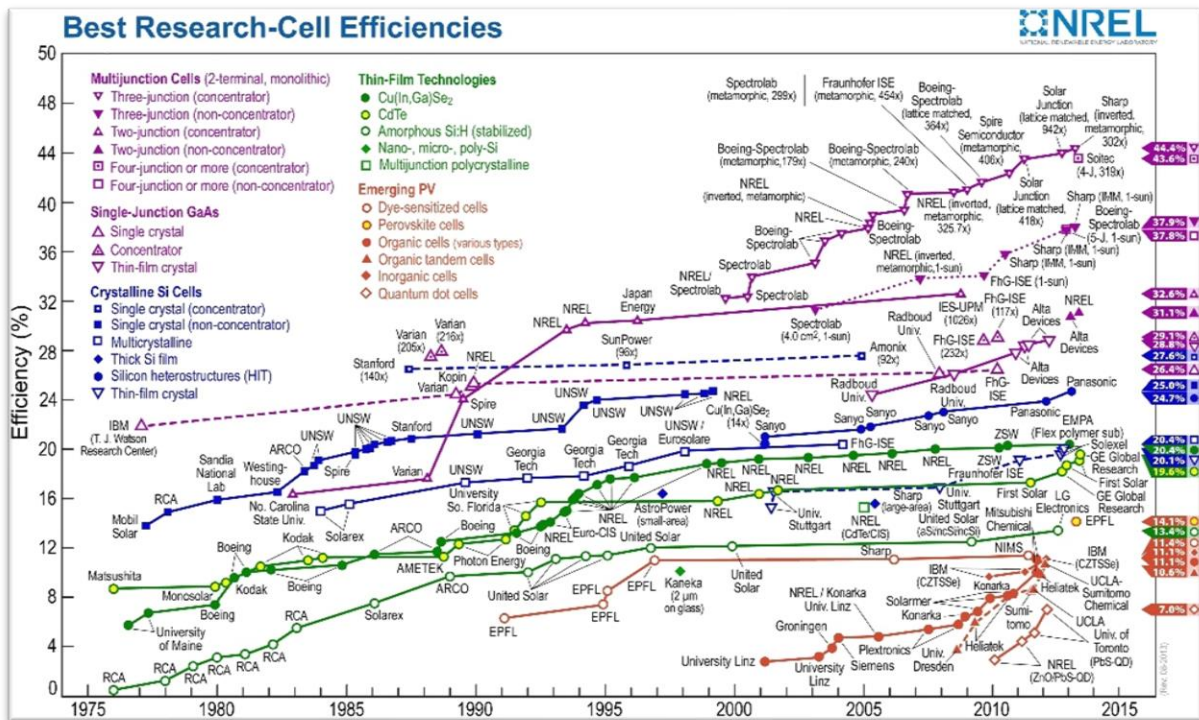


Figura 4: Gráfico evolución de las mejores eficiencias de células fotovoltaicas desde 1975 hasta 2015. Fuente: National Renewable Energy Laboratory

Actualmente, las **aplicaciones más comunes** de la tecnología fotovoltaica se centran en la producción de energía para la alimentación de dispositivos aislados, aplicaciones de telecomunicaciones, señalización, electrificación rural, sistemas de bombeo, alumbrado público, navegación marítima...

Como se observa existen infinidad de usos para la tecnología fotovoltaica, con la realización de este proyecto se persigue que **se integre como un sistema de producción energética distribuida en edificaciones** con capacidad de verter a red los excedentes y ser aprovechados por el resto de los usuarios de red.

1.3.2.2 Paneles Fotovoltaicos

Las células fotovoltaicas están compuestas por **semiconductores** dopados para hacer más eficiente el efecto fotoeléctrico. Estos semiconductores permiten absorber parte de radiación y emitir electrones, generando una diferencia de potencial que provoca la circulación de corriente eléctrica. Esta corriente se puede consumir con aparatos de corriente continua empleando un regulador o puede transformarse en corriente alterna empleando un inversor, para poder entonces consumirla a través de la instalación eléctrica local y verter el excedente generado a red.

Pese a que se emplean multitud de materiales semiconductores para la fabricación de las células fotovoltaicas, el mercado actual está dominado por células solares a base de **silicio**. Esto se debe a dos factores principalmente: el silicio es uno de los materiales más abundantes de la corteza terrestre (se encuentra en el cuarzo o arena común) y la tecnología de fabricación de las células solares de silicio se encuentra en un estado de madurez avanzado, ya que este semiconductor se ha empleado ampliamente en microelectrónica.

Debido al espectacular desarrollo de esta tecnología el precio de los paneles fotovoltaicos ha disminuido a lo largo de los años, actualmente se sitúa en unos 0,3 €/W.

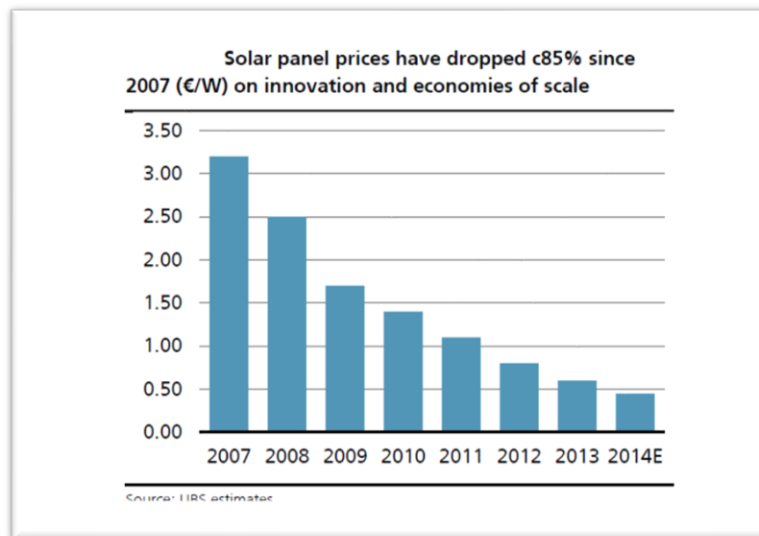


Figura 5: Evolución del precio del módulo fotovoltaico de panel plano. Fuente: UBS estimates

En función del proceso de fabricación distinguimos entre **células de silicio monocristalino, policristalino y capa fina**. Cada uno tiene unas características determinadas. Las células fotovoltaicas de capa fina se descartan de este proyecto debido a su baja eficiencia en comparación con las de silicio mono y policristalino.

Las características de las células monocristalinos y policristalinos son las siguientes:

- **Célula de Silicio Monocristalino (mono-Si):** se emplea silicio de alta pureza que debido a la alineación de sus cristales garantiza un rendimiento superior, en su producción se emplea el proceso de Czochralski. Se caracteriza por un **mayor rendimiento** entre 18-24,4%. Son más caras y tienen un peor coeficiente térmico, es decir, el rendimiento disminuye conforme aumenta la temperatura.
- **Célula de Silicio Policristalino (mc-Si):** están formadas por cristales de silicio cuya configuración cristalina se encuentra alineada en diferentes direcciones, por lo que su color es más irregular y la circulación de electrones empeora. Son **más económicas** debido a que su proceso de fabricación es más sencillo y no se desperdicia tanto silicio como en las monocristalinas. Tienen un mejor comportamiento con el incremento de la temperatura y un rendimiento que oscila entre un 16 y 19,9%.

En resumen, el silicio monocristalino dada su mayor pureza requiere de unos procesos de fabricación más costosos que, aunque mejoran el rendimiento, hace que su precio se incremente respecto al policristalino.

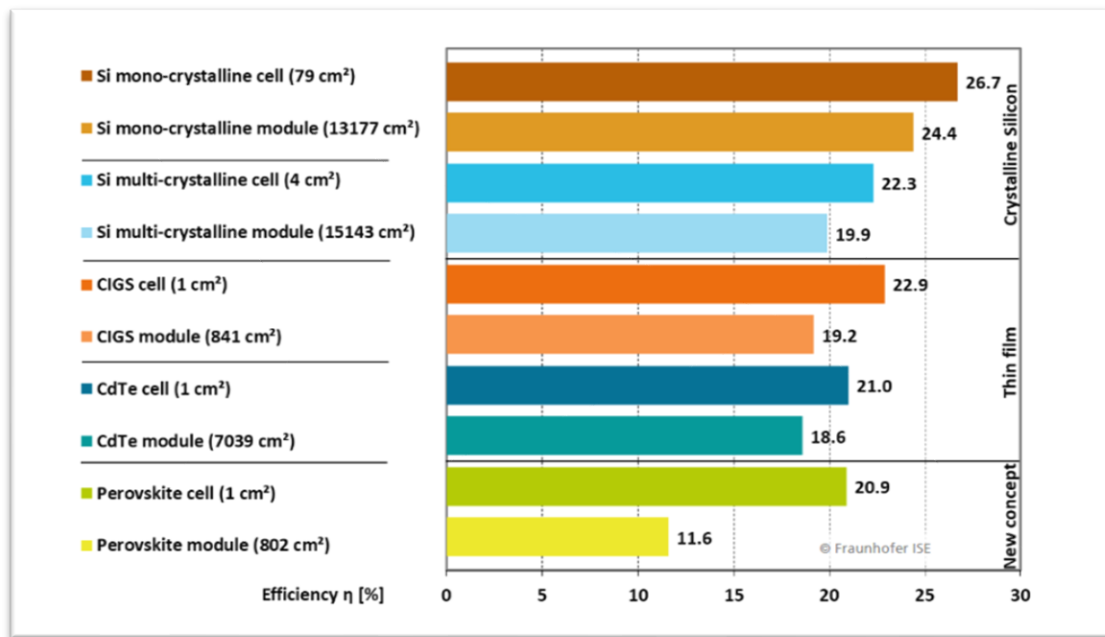


Figura 6: Comparación de eficiencias de diferentes tecnologías. Mejor eficiencia de módulo vs. Mejor eficiencia de célula.
Fuente: Green et al

La **interconexión de las células fotovoltaicas** de silicio forma el panel fotovoltaico, proporcionando un determinado voltaje e intensidad en función de su tamaño, cantidad e interconexión.

Los paneles fotovoltaicos están compuestos de los siguientes **componentes**:

- Encapsulado: aísla la célula de los gases de la atmósfera para evitar su degradación. Además, suelen tener una capa con una superficie irregular para captar mejor la luz evitando su reflexión.
- Cristal exterior de vidrio templado: para protección contra agentes atmosféricos.
- Células fotovoltaicas: dispuestas en serie y conectadas en paralelo. Son las encargadas de producir la diferencia de potencia que permite la circulación de corriente.
- Marco: suele ser de aluminio y le otorga solidez al panel.
- Cubierta posterior: en la cual se suele situar una caja de conexiones permitiendo su conexión con conectores normalizados MC4 o en su defecto se ubican únicamente los dos conectores.

En la siguiente figura se muestran los componentes mencionados a modo de esquema.

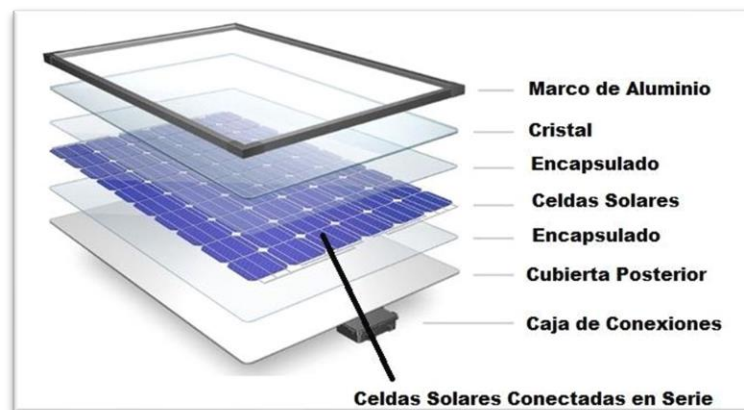


Figura 7: Partes de un panel solar fotovoltaico. Fuente: Trina Solar

1.3.2.3 Tipos de Instalaciones Fotovoltáicas

La interconexión de paneles fotovoltaicos dará lugar al **campo fotovoltaico** y el conjunto de paneles recibirá la denominación de generador fotovoltaico.

Con el fin de producir energía a través de la interconexión de paneles podemos distinguir **dos tipos de instalaciones fotovoltaicas** en función de si están conectadas o no a red:

- **Instalaciones aisladas:** disponen únicamente de la energía que producen durante el día y que pueden almacenar en acumuladores para las horas nocturnas. Se suelen utilizar en emplazamientos a los que no llega el tendido eléctrico.
- **Instalaciones conectadas a red:** permiten consumir parte de la energía que se produce, inyectando o extrayendo de red en función de las necesidades del momento. Este tipo de instalaciones se regulan a través del RD 244/2019.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red están formadas ordinariamente por: paneles fotovoltaicos, inversor y distinta aparatamenta eléctrica. Los componentes de la instalación permiten la producción, transformación y distribución de energía eléctrica a la instalación y su vertido a red en condiciones de seguridad.

1.3.3 Regulación del autoconsumo

1.3.3.1 Autoconsumo

Se denomina **autoconsumo** a la producción y consumo de energía eléctrica mediante la instalación de placas fotovoltaicas u otros sistemas de generación energética de carácter renovable por parte de cualquier persona o empresa.

El autoconsumo de energía de origen solar fotovoltaica presenta las siguientes **ventajas:**

- Emplea un recurso renovable por lo que contribuye a mitigar el cambio climático.
- Fomenta el ahorro económico y energético
- Reduce las pérdidas de red.
- Permite el autoconsumo compartido.

- Se produce un mayor control de la gestión energética por parte del ciudadano.

La principal **desventaja** es que se necesitan acumuladores para disponer de energía para horarios nocturnos o cuando el día está nublado, estas desventajas desaparecen al interconectar a red la instalación.

1.3.3.2 Resumen Evolución Legislativa

Para reflejar la actualidad del autoconsumo es interesante dar un repaso a sus **antecedentes**:

Desde la liberación del mercado eléctrico en 1997 las energías renovables continuaron su desarrollo. En 2007 se introduce un sistema de incentivos que motivó que las instalaciones solares fotovoltaicas fueran rentables lo que provocó un gran flujo de inversiones en este sector. El freno a este auge lo puso la crisis económica iniciada en 2009 y que dio lugar a una recesión económica en la economía mundial.

Tras esta crisis, se producen algunos golpes legislativos que dejaron de hacer atractivo este mercado, entre ellos el famoso impuesto al sol que fue un gravamen a la generación de energía eléctrica anunciado en 2012 y que entró en vigor en 2015.

Como se observa en la gráfica siguiente, en 2018 se impulsa de nuevo la fotovoltaica con el RDL 15/2018 que derogó el impuesto al sol y que antecede al RD 244/2019 de 4 de abril de 2019, que completa el marco regulatorio del RDL 15/2018 y por el que en la actualidad se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

En la siguiente gráfica se observa la evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en España con la evolución de los últimos años. En esta se observa cómo han afectado las distintas leyes mencionadas anteriormente.

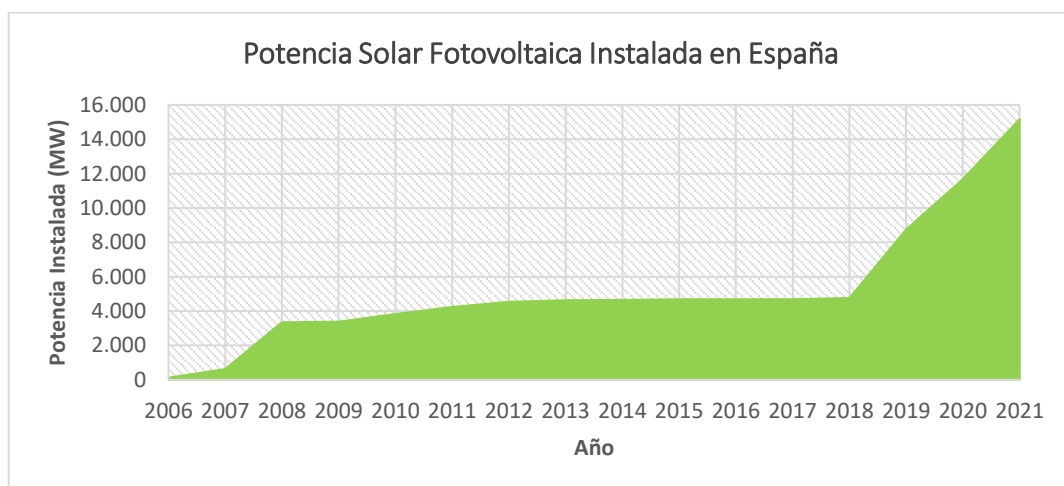


Figura 8: Potencia solar fotovoltaica instalada en España. Fuente: REE

1.3.3.3 Real Decreto 244/2019

El **RD 244/2019** junto con su antecesor el **RDL 15/2018** suponen un conjunto de medidas para la protección de los consumidores en busca de facilitar el autoconsumo simplificando las labores

administrativas y técnicas. Con el objetivo de acelerar la transición energética mediante la descentralización de la generación eléctrica en busca de la participación de los consumidores y el uso más sostenible de los recursos.

En particular el RD 244/2019 desarrolla:

- Las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Define las instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
- Desarrolla el autoconsumo individual y colectivo.
- Establece un sistema de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones.
- Organiza el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, así como su procedimiento de inscripción que no supone ninguna carga administrativa para los consumidores.

A continuación, se procede a resumir las particularidades legislativas del autoconsumo contenidas en el RD 244/2019.

En primer lugar, se distinguen dos modalidades de autoconsumo:

- **Autoconsumo sin excedentes:** en esta modalidad se debe instalar un mecanismo anti vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de distribución. Las principales características de esta modalidad son: por un lado, la simplicidad para legalizar la instalación ya que no es necesario solicitar permisos de conexión ni acceso a la empresa de distribución eléctrica y por otro lado no existe actividad económica por lo que aparece un único tipo de sujeto, que será el consumidor.
Su principal inconveniente es que no se pueden valorizar los excedentes producidos por la instalación cuando se consume menos energía de la que está produciendo, por lo que esos kWh generados se pierden.
- **Autoconsumo con excedentes:** en esta modalidad las instalaciones de producción además de suministrar energía para el autoconsumo podrán inyectar la energía excedentaria a la red de distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos: el consumidor y el productor. La principal ventaja en comparación con la anterior modalidad es que los excedentes de producción tienen valor y contribuyen a rentabilizar la inversión.

En función de la manera que se decida para valorizar los excedentes dentro de esta modalidad se distinguen dos sub-modalidades:

- Modalidad con excedentes acogida a **compensación simplificada:** para considerarse dentro de esta modalidad se deberán cumplir las siguientes características: la fuente de energía primaria es de origen renovable, la potencia total de las instalaciones de producción asociadas no es superior a 100kW, existe un único contrato de suministro para el consumidor asociado y los consumos auxiliares de producción, el consumidor y el productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes y la instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o

específico. Esta modalidad consiste en realizar un balance neto de energía entre la que energía que consumes de red y el excedente que viertes a red, así se puede compensar el término variable de la facturación, aunque el término fijo se tendrá que pagar. Es decir, se realiza un descuento en tu factura.

Respecto a la valorización de los kWh excedentarios que se vierten a red, se debe tener en cuenta que la energía que se consume y la que se vierte a red tienen precios distintos. Estos precios dependen de la modalidad del contrato con la comercializadora:

- Precio de Venta al Pequeño Consumidor (PVPC o “mercado regulado”): el precio de la energía que consumes es el PVPC y compensas al precio del PVPC medio diario menos un porcentaje que se te cobra por gastos de gestión.
 - Mercado libre: el precio que se cobra y el que se recibe por el excedente está definido en el contrato.
- Modalidad con excedentes **no acogida a compensación simplificada**: pertenecen a esta modalidad todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplen alguno de los requisitos mencionados anteriormente o que voluntariamente opten por no acogerse a la modalidad anterior. En esta modalidad el sujeto productor puede vender a la distribuidora los excedentes de producción generados a precio del mercado eléctrico.

En segundo lugar, referente a los **tipos de consumidores** de la instalación de autoconsumo se diferencia entre:

- Autoconsumo individual: la instalación de generación está asociada a un único consumidor.
- Autoconsumo colectivo: la energía generada en la instalación se reparte entre varios consumidores. Este reparto puede ser fijo si se le asocia un coeficiente de ponderación fijo a cada consumidor o variable si este coeficiente se adapta a las necesidades de los consumidores en distintos periodos temporales.

Además, las instalaciones de generación **podrán conectarse de distintas formas**, se pueden distinguir:

- Instalaciones próximas en red interior: cuando se conecten en la red interior de los consumidores.
- Instalaciones próximas a través de red: cuando se conecten a las redes de baja tensión que dependen del mismo centro de transformación, o se conecten a menos de 500m del consumidor, o estén ubicadas en la misma referencia catastral que el consumidor.

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción $\leq 100\text{kW}$. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo $< 500\text{ m}$, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente

Tabla 1: Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo. Fuente: IDAE

En tercer lugar, referente a los equipos de medida en este tipo de instalaciones, será necesario únicamente un **equipo de medida bidireccional en el punto de frontera**. Con carácter general cuando no se realice un autoconsumo colectivo, sea autoconsumo con excedentes acogida a compensación, la tecnología sea de origen renovable y la potencia aparente nominal no sea superior a 12MVA.

En cuarto lugar, referente a los contratos de acceso, los autoconsumidores de potencia inferior a 100kW conectados a red de baja tensión, **el contrato de acceso se realizará de oficio por la distribuidora y será esta la encargada de informar a la comercializadora**. Será la comunidad

autónoma la que informará en un plazo de 10 días a la distribuidora desde la recepción de la información que acredita la puesta en marcha de la instalación. La tramitación administrativa de permisos y licencias de las instalaciones de autoconsumo se realiza de manera telemática (artículo 14 de la Ley 39/2015, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas). **Como el Instituto Público se encuentra en un municipio de la Comunidad Valenciana, el procedimiento a seguir y la documentación a presentar se detallan en la web www.gva.es, procedimiento 440.**

Para el caso concreto del proyecto, instalación de autoconsumo con excedentes los trámites se pueden resumir en las siguientes tablas:

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES					
1. Diseño de la instalación					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico			
					Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Avalos o garantías					
Siempre debe solicitarse el CAU					
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación			Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT	AT	
Exentas	Sí	Sí	Sí	Sí	
Avalos o garantías – 40 €/kW					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT
Exentas	Sí	Sí	Exentas	Sí	Sí
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen					
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW>P<100kW	AT			
RD 1699/2011	RD 1699/2011	RD 1955/2000 - RD 1699/2011			
					Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA			
					Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Exentas	Sí	Sí			
					Admón. local
5. Licencia de obras					
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido					
6. Ejecución de la instalación					
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CC.AA	Consultar CC.AA	Consultar CC.AA			
					Admón. autonómica
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Certificado instalación	Certificado instalación Certificado fin de obra	Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT			

Tabla 2: Resumen trámites autoconsumo con excedentes. Parte 1. Fuente: Guía para tramitación autoconsumo. IDAE

9. Autorización explotación			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT	
No necesita trámite Certificado instalación	Sí Consultar CC.AA	Sí Consultar CC.AA	
10. Contrato de acceso			
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	Exentas – Comunicación cambio contrato	Exentas – Comunicación cambio contrato	
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares			Distribuidora o Comercializadora
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos			
12. Licencia de actividad			Admón. local
Acogidas a COMPENSACIÓN	Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Consultar normativa Ayuntamiento		Distribuidora o Comercializadora
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto	
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	Sí, si existe	Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Para P≤100 W trámite de oficio por el Ministerio		
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí.		

Tabla 3: Resumen trámites autoconsumo con excedentes. Parte 2. Fuente: Guía para tramitación autoconsumo. IDAE

Por último, como se ha visto, **existen límites a la compensación por excedentes esta está limitada al término de energía del consumo de la factura**. Nunca se podrá compensar más allá de la energía consumida, ni compensar el término de potencia de la factura. Tampoco se podrán compensar otros conceptos como impuestos, servicios adicionales, alquiler de equipos, etc. Además, **la potencia a instalar en paneles fotovoltaicos deberá ser como máximo la potencia contratada**.

2. MEMORIA TÉCNICA

En este apartado se exponen las características de los equipos y resto de elementos que componen la instalación. Su elección se fundamenta en los criterios expuestos en el capítulo de “Memoria de diseño y cálculos”.

2.1 PANEL FOTOVOLTAICO

El panel fotovoltaico es el encargado de transformar la energía solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. Este elemento tiene una importancia destacada pues la amortización del proyecto dependerá fundamentalmente de él.

El panel fotovoltaico elegido es el modelo Cheetah Perc 72M de 410W. Este modelo emplea células de tecnología monocristalina lo que supone mayores eficiencias de conversión. En este caso, los paneles se instalarán horizontalmente sobre una estructura anclada al suelo de la cubierta que sirve como soporte para estos.

El esquema del panel fotovoltaico es el siguiente:

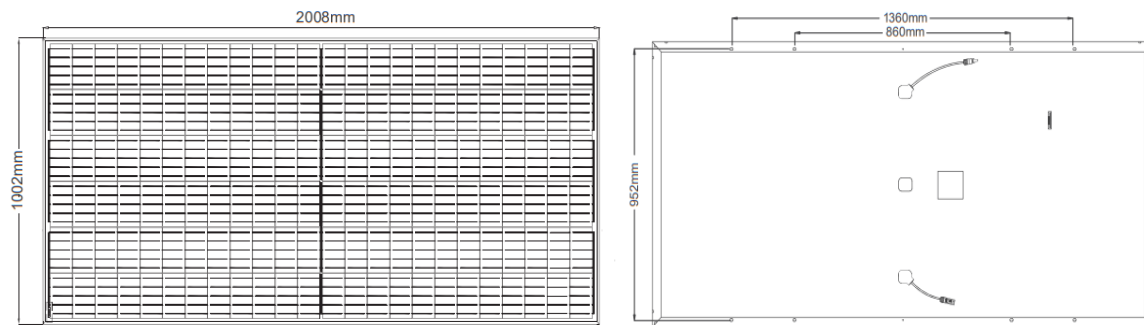


Figura 9: Esquema panel fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar

Las características eléctricas del panel son las siguientes:

Modelo: Cheetah Perc HC 72M de 410 W		
Fabricante: Jinko Solar		
Distribuidor	LM8 Solar	
Precio sin IVA (€)	106,21	
Características Eléctricas	Valores	Unidades
CONDICIONES STC		
Potencia Máxima (P_{pmp})	410	Wp
Tensión en el pmp (V_{pmp})	42,3	V
Corriente en el pmp (I_{pmp})	9,69	A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	50,4	V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	10,6	A
Eficiencia STC	20,38	%
PARÁMETROS PARA CALCULO DE CONDICIONES DISTINTAS A STC		
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45	°C
Coeficiente de temperatura del P_{pmp}	-0,35	%/°C
Coeficiente de temperatura del V_{oc}	-0,29	%/°C
Coeficiente de temperatura de la I_{sc}	0,048	%/°C

Tabla 4: Especificaciones eléctricas panel fotovoltaico. Fuente: Jinko Solar

De las características eléctricas del panel se obtiene que se limita el **voltaje máximo del sistema a 1000V** en corriente continua y **la intensidad de rama queda limitada a 20A**. Por encima de estos valores los paneles pueden dañarse, por lo que estas limitaciones se tienen en cuenta durante el dimensionado.

Las características mecánicas del panel fotovoltaico son:

- Peso: 22,5 kg
- Tamaño (ancho x alto x largo [en mm]): 2008 x 1002 x 40
- Material del marco: Aleación de aluminio
- Grado de protección: IP67
- Garantía de producto: 12 años
- Garantía lineal de potencia: 25 años (cumpliendo las condiciones de la siguiente figura).

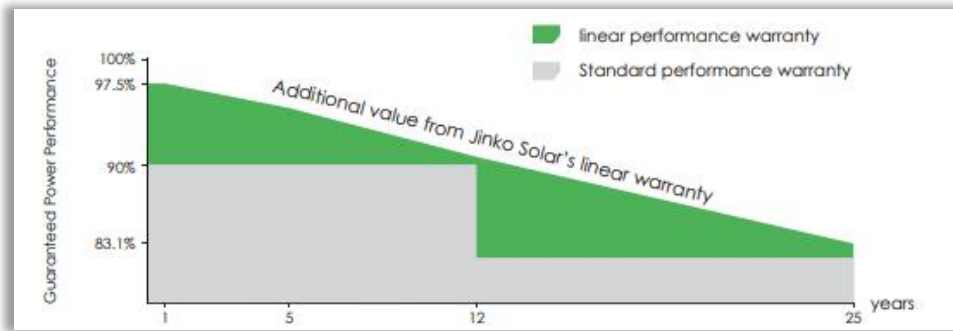


Figura 16: Garantía de potencia lineal Jinko Solar.

La garantía lineal de potencia permite calcular en apartados posteriores la potencia mínima que producirá el panel con el paso del tiempo. Este cálculo es sumamente importante, pues asegura una vida útil de la instalación que a su vez permite dimensionar la pérdida de producción energética por deterioro de los paneles que forman la instalación a lo largo de su vida útil.

2.2 INVERSOR

El inversor es el equipo electrónico encargado de transformar la energía eléctrica en forma de corriente continua que producen los paneles a corriente alterna para poder ser consumida por el usuario o suministrada a red.

El inversor seleccionado es el modelo GW80K-MT del fabricante GoodWe. Se trata de un inversor sin transformador de conexión a red, lo que permite que el equipo sea más ligero facilitando su instalación en pared. El inversor cuenta con un sistema alternativo para proporcionar el aislamiento galvánico necesario en este tipo de instalaciones.

El inversor se instalará en la pared exterior de la entrada a la cubierta del edificio a una altura de 1,5m medidos sobre el suelo de la cubierta hasta la parte inferior del inversor donde se sitúan las conexiones. La ubicación del inversor se especifica en los planos.

El esquema del inversor es el siguiente:

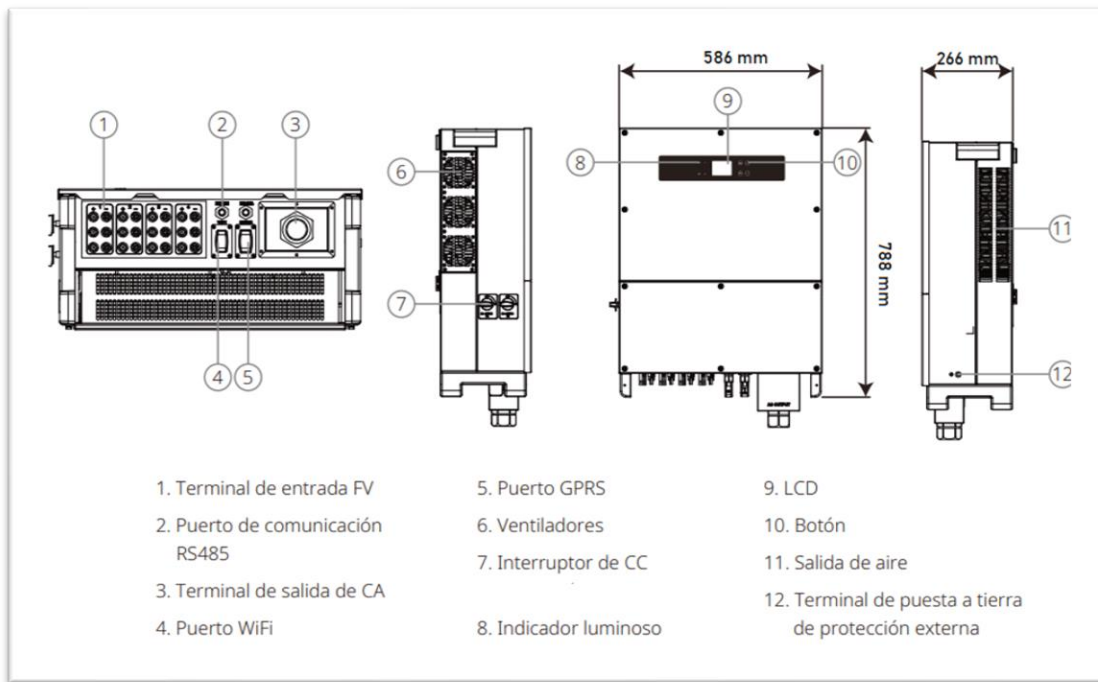


Figura 10: Esquema inversor. Fuente: GoodWe

Las características eléctricas del inversor se resumen en la siguiente tabla:

Modelo: GW80K-MT			
Fabricante: GoodWe			
Distribuidor		Grupo Elektra	
Precio sin IVA (€)		3.797,76	
Características Eléctricas		Valores	Unidades
Número de seguidores del punto de máxima potencia		4	u
Número de entradas por seguidor		4	u
ENTRADA			
Potencia Máxima Campo FV		120.000	Wp
Rango Tensión		200 1.000	V
Tensión Máxima		1.100	V
Corriente Máxima por seguidor		44	A
Corriente Cortocircuito por seguidor		55	A
SALIDA			
Pot. Nominal		80.000	W
Tensión Nominal		400	V
Corriente Máxima		133	A
RENDIMIENTOS			
Rendimiento Máximo		98,8	%
Rendimiento Europeo		98,3	%

Tabla 5: Características eléctricas del inversor. Fuente: GoodWe

Las funciones del inversor son las siguientes:

- Función de conversión: el inversor convierte la energía CC en energía CA, ajustando la energía de salida a los requisitos de red de la instalación.
- Almacenamiento y visualización de datos: el inversor almacena la información de funcionamiento y los registros de fallos, y los muestra en la pantalla LCD o en la aplicación.
- Configuración de parámetros: el inversor proporciona diversas configuraciones de parámetros para variar su funcionamiento en función de las necesidades de la instalación.
- Interfaz de comunicación: el inversor ofrece interfaces de comunicación USB, WiFi y RS485.
- Funciones de protección:
 - Monitorización de la resistencia de aislamiento a tierra
 - Monitorización de la tensión de entrada
 - Monitorización de la corriente residual
 - Protección anti-isla
 - Monitorización de fallos en las ramas del sistema FV
 - Fusibles de CC
 - Interruptor de CC
 - Protector de sobretensión CA
 - Monitorización de fallos de los protectores de sobretensión
 - Protección de sobrecorriente CA
 - Monitorización del aislamiento

Las características mecánicas del inversor son:

- Peso: 70 kg
- Tamaño (ancho x alto x largo [en mm]): 586 x 788 x 267
- Grado de protección: IP65 (lo que permite su instalación a la intemperie)
- Garantía: 5 años

2.3 CAMPO FOTOVOLTAICO

Una vez seleccionado el panel fotovoltaico y el inversor en el apartado de cálculos se determina la configuración del campo fotovoltaico que mejor se adapta a las necesidades de la instalación. Para ello se tienen en cuenta la demanda energética del centro junto a las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos y del inversor.

A continuación, se exponen a modo de resumen las características principales del campo fotovoltaico diseñado:

- Inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos: la inclinación de panel que mejor se adapta a la demanda energética del centro es de 45°. La orientación elegida es sur con una desviación de 7,6°.
- Separación entre filas: la disposición de los paneles es horizontal, por lo que se debe dejar una separación entre filas de 2,504m.

- Potencia pico total y número de paneles: el número total de paneles es de 216. Estos se distribuyen en 12 ramas de 18 paneles en serie cada una. Lo que equivale a una potencia pico de 88.560W.
- Interconexión de paneles e inversor: dado que el inversor dispone de 4 seguidores del punto de máxima potencia independientes y cada seguidor dispone de 4 entradas de conexión para ramas. Se decide una interconexión simétrica de 3 ramas en paralelo para cada seguidor del punto de máxima potencia independiente. Tal y como se observa en el siguiente esquema:

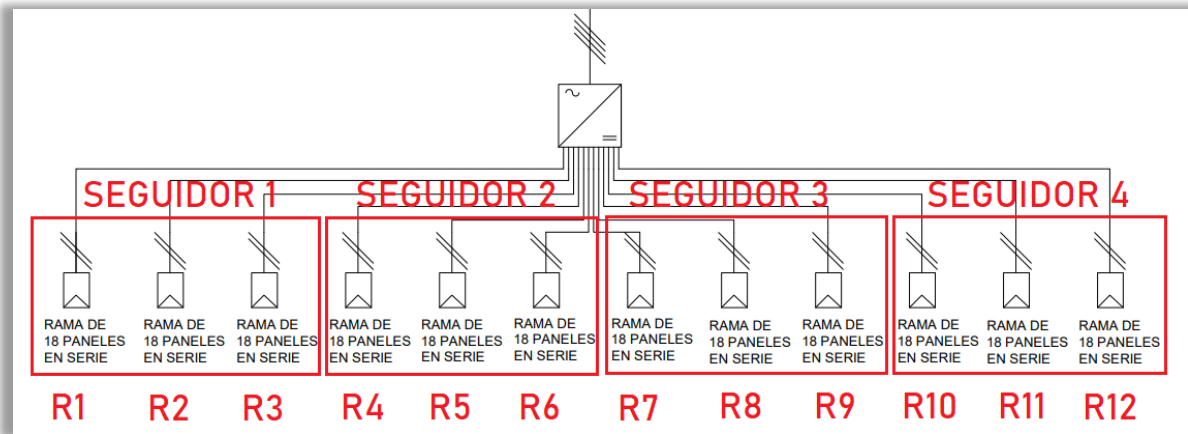


Figura 11: Aprovechamiento de los seguidores del inversor. Fuente: Propia.

- Distribución de los paneles sobre la cubierta: para distribuir los paneles sobre la cubierta, primeramente, se realiza un estudio de sombras para determinar la distribución óptima y que cumpla las condiciones de pérdidas por sombreado aceptadas por el pliego de condiciones para instalaciones solares fotovoltaicas. A continuación, se expone la distribución elegida de los paneles fotovoltaicos sobre las cubiertas seleccionadas para la instalación:

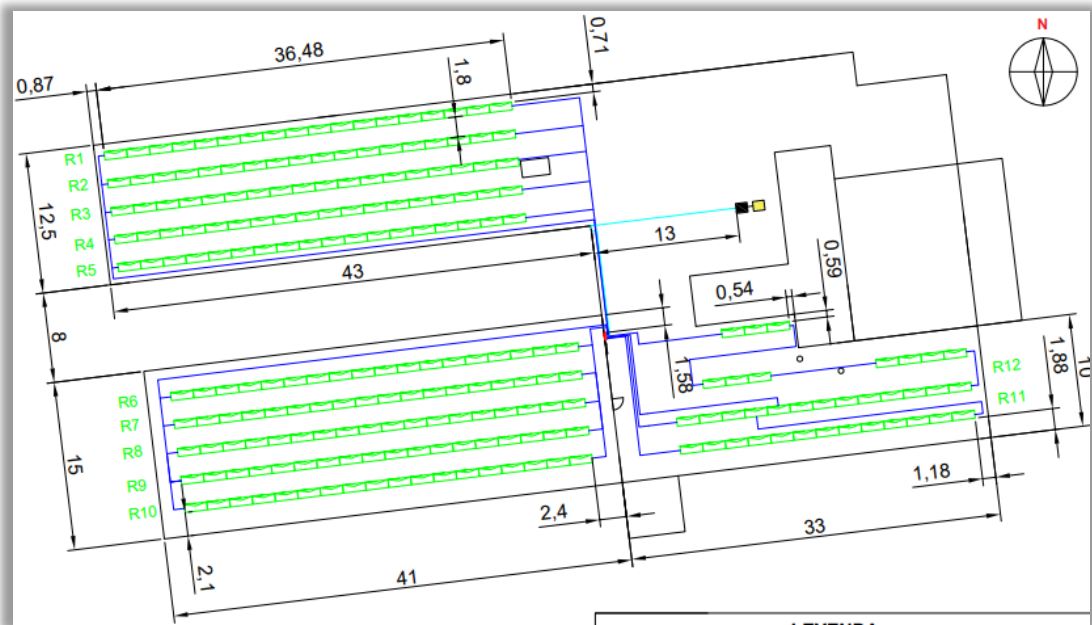


Figura 12: Distribución campo fotovoltaico sobre la cubierta. Fuente: Propia.

En la siguiente tabla resumen se exponen las principales características eléctricas del campo fotovoltaico:

Configuración elegida campo solar FV (Valores STC)		
Variable	Cantidad	Unidades
Número paneles serie por rama (N_{PS})	18,00	u
Número de ramas paralelo (N_{RP})	12,00	u
Número paneles totales (N_T)	216,00	u
VALORES POR SEGUIDOR		
Intensidad en el PMP por seguidor (I_{PMP_SEG})	29,05	A
Intensidad cortocircuito por seguidor (I_{SC_SEG})	31,80	A
VALORES TOTALES		
Potencia Pico instalada (P_{pk})	88.560,00	W
Tensión circuito abierto máxima (V_{OC_TMIN})	907,20	V
Tensión PMP (V_{PMP})	761,40	V

Tabla 6: Resumen configuración elegida para el campo solar FV. Fuente: Propia

2.4 ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura soporte es el elemento de la instalación que se emplea para sujetar los paneles en la posición deseada, manteniendo el campo de paneles fotovoltaicos estable. La estructura debe

soportar las condiciones climatológicas más adversas, evitando que los paneles se desplacen dañando la instalación u ocasionando daños a terceros. El diseño y sistema de fijación de los paneles a la estructura debe permitir las dilataciones térmicas de estos sin producir cargas que puedan dañar la integridad de los módulos.

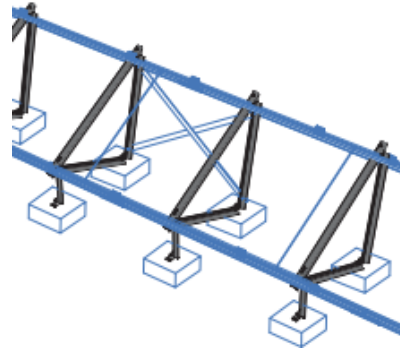


Figura 13: Estructura soporte montada sin módulos. Fuente: Solar Stem

Existen una gran variedad de estructuras soportes clasificables en función de distintos factores. En este proyecto y dado que se instala sobre una cubierta plana de hormigón recubierta de grava, se opta por una estructura fija, inclinada y ligera que mantenga unas condiciones de seguridad para una instalación segura y duradera.

Para la fabricación de la estructura, se recurre a la empresa Solar Stem, que son especialistas en soportes para paneles solares y cuentan con una dilatada experiencia en el sector. Dentro de su amplio catálogo encontramos el soporte triangular elevado de 1181mm (con referencia 1.07.0012-45), que nos permite disponer los paneles en horizontal a una inclinación regulable entre 30° y 45°. Este soporte cuenta con la certificación de calidad ISO 9001. Cada soporte es capaz de anclar y sostener a un panel.

A continuación, se presenta una tabla resumen del soporte seleccionado.

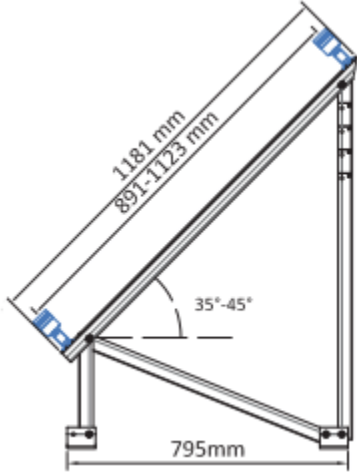
ESTRUCTURA SOPORTE	
Designación	Soporte triangular elevado de 1181
Precio unitario sin IVA	46,26 €/u
Distribuidor	Talleres Cendra S.A. (SolarStem)
Inclinación necesaria	45°
Características estructura soporte	
Material fabricación	Aluminio de alta calidad (Al 6082-T6)
Tornillería	Acero inoxidable (A2 70)
Diseño de perfiles ASYM para conseguir mayor eficiencia y menor peso	
Esquema soporte:	 <p style="text-align: center;"><i>Figura 14: Vista perfil. Fuente: SolarStem</i></p>

Tabla 7: Resumen estructura soporte. Fuente: SolarStem

2.5 CABLEADO

Se distinguen dos tipos de cableado en función del tramo a cubrir:

- Cableado de corriente continua:** discurre desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor. Para el dimensionado del cableado de continua se emplea la norma UNE-EN 50618:2015 en la cual se especifica que el conductor a emplear debe ser cobre y el cable debe ser unipolar flexible con seguridad clase II. La sección de cable necesaria es de 4 mm².
- Cableado de corriente alterna:** discurre desde el inversor hasta el punto de conexión a red. Para el dimensionado del cableado de alterna se emplea la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 para dimensionar las fases y la ITC-BT-07 del REBT para dimensionar el neutro. La sección de cable calculada es de 150 mm² para las fases y de 70 mm² para el neutro.

En la siguiente tabla se presenta un resumen del cableado seleccionado para cada tramo y sus características principales:

CABLEADO INSTALACIÓN	
TRAMOS CC	
Designación Normalizada	FV ZZ-F
Sección necesaria	4 mm ²
Precio por metro (IVA incluido)	1,82€/m
Fabricante	Top Cable
Distribuidor	Atersa S.L.
Propiedades Cable	
Material del conductor	Cobre estañado, clase 5 (flexible)
Tensión Nominal	1,8 kV
Aislamiento y Cubierta	Goma libre de halógenos
Radio de curvatura	3x diámetro exterior
Apto para instalaciones a la intemperie	
No propaga la llama	
TRAMO CA	
Designación normalizada	RV-K POWERFLEX
Sección necesaria	3x150+1x70 mm ²
Precio por metro (IVA incluido)	61,75 €/m
Fabricante	Top Cable
Distribuidor	Atersa S.L.
Propiedades Cable	
Material del conductor	Cobre, clase 5 (flexible)
Tensión nominal	0,6/1 kV
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Radio de curvatura	5x diámetro exterior
Apto para aplicaciones a la intemperie	
No propaga llama	

Tabla 8: Resumen cableado de la instalación en función del tramo. Fuentes: Catálogo Top Cable y propia.

2.6 CANALIZACIONES Y TUBOS

El término tubo o canalización eléctrica se refiere a los tipos de envolventes empleados para proteger y proporcionar una ruta a los conductores eléctricos. El REBT en su ITC-BT-21 recoge las características de los tubos para instalaciones eléctricas.

Se distingue dos tubos distintos a emplear en función del tramo estos se resumen en la siguiente tabla:

CANALIZACIONES Y TUBOS	
TRAMOS CC	
Tipo de canalización	Fija sobre superficie
Designación	Tubo PVC Rígido 20mm
Referencia	432112440010
Diámetro exterior necesario	20 mm
Precio por metro (IVA incluido)	0,51€/m
Distribuidor	BRICOLAJE BRICOMAN, S.L.U.
Propiedades Tubo	
Material	Tubos lisos de PVC rígido
Curvatura	Curvable en caliente
Grado de estanqueidad	IP44
Norma	UNE-EN 61386-21
Apto para instalaciones a la intemperie	
No propagador de la llama	
TRAMO CA	
Tipo de canalización	Empotrada
Designación tubo	Tubo Canalización Corrugado Doble Capa 75 mm
Referencia tubo	121100075
Diámetro exterior tubo necesario	75 mm
Precio por metro del tubo (IVA incluido)	2,46 €/m
Distribuidor	ONULEC S.L
Propiedades Tubo	
Material	Tubo corrugado de PVC flexible
Grado de estanqueidad	IP44
Norma	UNE-EN 61386-24
Apto para aplicaciones a la intemperie	
No propagador de la llama	

Tabla 9: Resumen canalización y tubos en función del tramo. Fuentes: Catálogo del fabricante Tupersa y propia.

2.7 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

El sistema de protecciones debe cumplir lo especificado en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, lo que asegura el correcto funcionamiento de la instalación con unas condiciones de seguridad que protegen tanto la instalación como a las personas. Así se protege la instalación frente sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones y fallos de aislamiento.

Pese a que el inversor integra la mayor parte de las protecciones, la normativa hace necesaria la instalación en el tramo de alterna de un disyuntor magnetotérmico y un interruptor diferencial independientes del inversor.

Para este proyecto se opta por un interruptor automático con diferencial, por lo que el mismo dispositivo integra ambas protecciones. El dispositivo elegido junto a sus características se presenta en la siguiente tabla:

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO CON DIFERENCIAL		
Fabricante	Legrand	
Modelo	DPX3 160	
Precio sin IVA (€)	380,07 €	
Características Eléctricas	Valores	Unidades
Número de polos	4	u
Corriente nominal (la misma para ambos)	160	A
Poder de corte (misma para ambos)	36	kA
Tensión asignada de aislamiento	800	V
Sensibilidad del diferencial	300	mA
Curva poder de corte del tipo B		

Tabla 10: Resumen características interruptor automático con diferencial. Fuente: Catálogo Legrand

2.8 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación se usa como medida de seguridad. Tiene como objetivo evitar los posibles daños causados a equipos o personas debido a fallos de aislamiento eléctrico que puedan producirse. Para el dimensionado de la puesta a tierra se sigue el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011.

La distribución de puesta a tierra empleada es del tipo TT. Cada conductor de protección discurre en paralelo por su canalización hasta conectarse a tierra. El conductor de protección es de color amarillo-verde de 450/750V.

Según los cálculos:

- Como electrodo de puesta a tierra se emplea una pica vertical que debe tener una resistencia de 80Ω , para obtener esa resistencia se emplea una pica vertical con una longitud de 2,5m.
- El conductor de protección empleado para el tramo de continua tiene una sección de 4 mm^2 .
- El conductor de protección empleado para el tramo de alterna tiene una sección de 95 mm^2 .

La normativa especifica que la tierra debe ser la misma que la de la industria, por lo que no se construye una toma de tierra adicional. Como toma de tierra se empleará la del centro educativo.

2.9 CONTADOR

Al ser una instalación de autoconsumo con excedentes es necesaria la instalación de un contador bidireccional que permita conocer la energía vertida y absorbida de la red. Para este caso se instala un contador bidireccional trifásico del grupo Temper.

A modo de resumen se presentan las principales características del contador.


CONTADOR	
Designación	SDM630MCT-4L-MID
Referencia	0700330
Precio unitario	353€/u
Distribuidor	Temper Energy International S.L.
Características eléctricas	
Tensión nominal	3x230 / 400 V _{AC}
Número de polos	4
Frecuencia	50/60 Hz
Corriente máxima	200A
Pantalla	LCD con luz de fondo blanca
Grado de protección	IPD51
Medición bidireccional	
Comunicación RS485	
	
<p><i>Figura 15: Contador bidireccional SDM630MCT-4L-MID. Fuente: Temper</i></p>	

Tabla 11: Resumen contador. Fuente: Temper

3. MEMORIA DISEÑO Y CÁLCULOS

3.1 CONDICIONES DE ENTRADA

Una vez visto el marco teórico en el que se encuadra el proyecto, se analizan las condiciones iniciales para el correcto diseño de la instalación.

Son tres las condiciones de las cuales se parte: superficie disponible, demanda anual y recurso solar. En base al estudio de estas se determinarán el tipo de instalación, la potencia fotovoltaica a instalar y el ángulo óptimo para la inclinación de los paneles que forman la instalación.

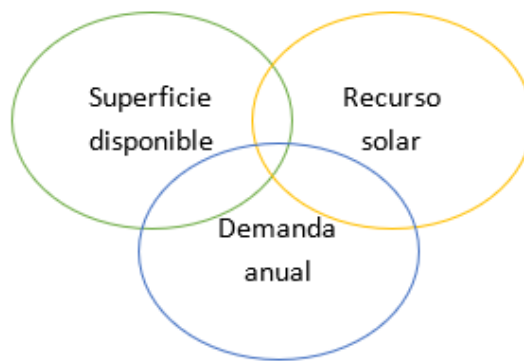


Figura 16: Condiciones de entrada. Fuente: propia

En estos apartados se analizarán las características de la ubicación, disponibilidad del recurso solar y los consumos del centro. El objeto de estos apartados es determinar:

- Ubicación de la instalación
- Superficie disponible
- Punto de conexión a red
- Estimación de la radiación solar para distintas inclinaciones
- Características contrato eléctrico
- Consumo eléctrico anual (kWh)
- Gasto energético anual (€)

A partir de estos datos se procederá al diseño de la instalación.

3.1.1 Superficie disponible

Para el desarrollo del proyecto se ha seleccionado la **cubierta del centro público de educación secundaria** que se encuentra en el municipio de Puerto de Sagunto. Las coordenadas GPS de la localización son: latitud: 39.673927 y longitud: -0.250667. Al introducir las coordenadas en la aplicación web de Google Earth obtenemos la imagen vía satélite del centro la cual se modifica con el programa de edición de imágenes Photoshop CS6 para remarcar la ubicación del centro. Además, se

sitúa el punto de conexión a red mediante una “X” amarilla. Este punto de conexión se encuentra en la planta baja del edificio, en una sala dedicada a la aparamenta eléctrica del centro.



Figura 17: Imagen vía satélite con el centro contorneado y marcado el punto de conexión. Fuente: Google Earth

En la imagen se observa una gran cantidad de cubiertas aptas para la colocación de paneles fotovoltaicos. Se pueden distinguir dos tipos en función de su inclinación: cubiertas inclinadas y cubiertas planas. Para el proyecto se enfoca la atención en las cubiertas más cercanas al punto de conexión, con el fin de reducir la necesidad de cable y las pérdidas por transporte energético. **Las cubiertas más próximas al punto de conexión son cubiertas planas.** Las cubiertas planas seleccionadas están construidas en hormigón y recubiertas de gravilla.

Se observa que **no existen construcciones colindantes que puedan producir sombra** sobre las cubiertas del centro. La construcción más cercana es un centro comercial en dirección noreste que debido a su altura y a la distancia a la que se encuentra del centro se concluye que no produce sombra sobre las cubiertas del centro.

Para determinar las dimensiones de las cubiertas se emplean los planos que nos ha facilitado el centro y que además corroboramos con las herramientas de medición que nos ofrece Google Earth. En total se dispone de 2.830 m² de cubiertas planas, pero se enfoca la atención en las cubiertas más cercanas al punto de conexión. **Entre las tres cubiertas seleccionadas (C1, C2 y C3) se dispone de 1.960 m².** Las cubiertas seleccionadas se muestran en la siguiente figura.



Figura 18: Imagen vía satélite cubiertas seleccionadas, dimensiones y obstáculos. Fuente: Google Earth

En la imagen se muestran las tres cubiertas seleccionadas en distintos colores, principalmente en verde y azul. **La cubierta C1 se encuentra elevada 7,4 m sobre las otras dos, mientras que las cubiertas C2 y C3 se encuentran al mismo nivel entre ellas.** Esto provoca que sea necesario un estudio de sombras para evitar, en la medida de lo posible, el espacio en el que se produzcan

sombras y en caso de producirse, evaluar en qué medida se ve afectada la producción. En la cubierta C2 existen dos salidas para la extracción de gases de la cafetería del centro, marcadas con círculos amarillos. En la cubierta C3 se observa un tragaluz marcado con un rectángulo amarillo. Estos elementos se tendrán en cuenta al realizar la instalación, se dejará una distancia de 2 metros respecto a las chimeneas de extracción con la intención de que los gases extraídos no aumenten la temperatura de los paneles fotovoltaicos más cercanos.

Dada la ubicación del centro se observan **dos características que resultan ventajosas** para la instalación: no existen edificios colindantes que provoquen sombras en sus cubiertas y posee un amplio espacio en estas para emplazar el campo fotovoltaico.

3.1.2 Demanda anual

El centro brinda una amplia oferta educativa: educación secundaria, bachiller y formación profesional, cuenta con más 1.500 alumnos y unos 135 profesores. **La actividad del centro se desarrolla principalmente de lunes a viernes en horario de 08:00 a 21:00.** Por lo que, parte de la demanda diaria del centro podría cubrirse mediante una **instalación solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a red.** Con esta instalación cuando se produzcan excedentes se podría verter a red y cuando la instalación fotovoltaica no produzca lo necesario para cubrir la demanda se absorbería energía de red. Los fines de semana el centro permanece cerrado y por tanto se espera que la producción fotovoltaica sea ampliamente superior a la demanda del centro.

El centro educativo tiene en vigor un **contrato** de tipo discriminación horaria 3P en el que existen 3 periodos en funciones de los cuales el precio de la energía varía. Por otro lado, el peaje de acceso a la red (ATR) es del tipo 3.0A, estos precios siguen lo referido en el B.O.E. del 27/12/2017. La potencia contratada es de 80kW para los tres periodos. Con el fin de determinar la demanda anual se analizan las curvas de consumo por horas (obtenidas de la distribuidora) y las facturas anuales (facilitadas por el centro).

Mediante la instalación del proyecto se quiere hacer frente al gasto público derivado del centro, tratando de minimizarlo todo lo posible. En resumen, el **gasto del centro** engloba:

- Aires acondicionados
- Herramientas eléctricas de taller
- Iluminación
- Aparatos que componen la cafetería
- Múltiples salas de ordenadores y otros equipos electrónicos necesarios para impartir las clases.

Por parte del secretario del centro se entregan las **facturas completas del año 2019**, descartando las de los años 2020 y 2021 por no ajustarse a la realidad de un año normal lectivo debido a las medidas sanitarias para evitar la propagación del virus COVID-19, entre las medidas tomadas para frenar el virus durante el año 2020 a partir de marzo de ese año y hasta la finalización del curso las clases

pasan a ser vía online. Respecto al año lectivo 2021 se realiza con la asistencia de la mitad de los alumnos, dividiendo a los distintos cursos en dos grupos asistiendo la mitad de los días semanales cada uno. Por estos motivos se decide analizar las facturas del año 2019.

Tras analizar y transferir las facturas a un documento Excel, se concluye que el **consumo energético** anual asciende a 131.735 kWh lo que en promedio equivale a 390,92 kWh/día. El consumo energético mensual del año 2019 se representa en la siguiente figura:

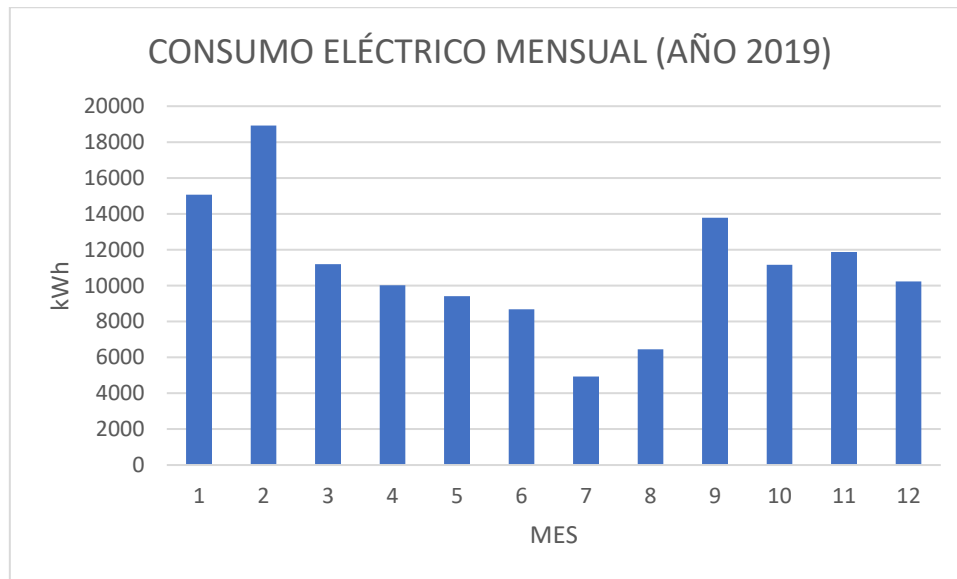


Figura 19: Consumo eléctrico mensual. Fuente: Facturas

Del consumo eléctrico mensual se observa que el máximo se produce en los meses de invierno, mientras que en verano se producen los mínimos de consumo. Estos datos se relacionan directamente con la producción fotovoltaica del campo solar en función de la inclinación de los paneles, que se estudiará más adelante.

El consumo eléctrico del centro equivale a un **gasto anual de: 23.510,71€ (IVA incluido)**. Dentro de este gasto podemos distinguir entre gasto fijo que abarca el 32% del gasto anual, que se basa principalmente en la potencia contratada y el alquiler de contadores, por otro lado, el gasto variable está directamente relacionado con el consumo de energía. Es en este último en el que se produce el ahorro, pues la energía producida por el campo fotovoltaico que no se consume en la instalación y se vierte a red produce la compensación simplificada, en resumidas cuentas, reduce el gasto variable mensual.

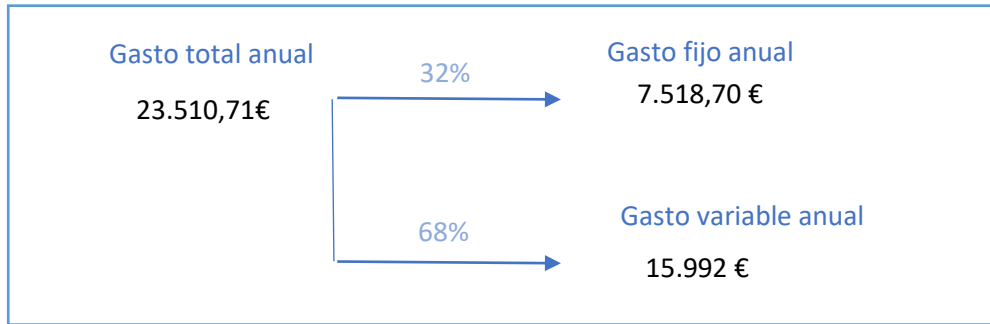


Figura 20: Resumen gasto fijo y variable anual (con IVA). Fuente: Factura

3.1.3 Recurso Solar

Con la intención de estimar la radiación global anual que se aporta a la instalación fotovoltaica **emplearemos el concepto de hora solar pico (HSP)** que es la unidad que equivale a aplicar una hipotética radiación constante de 1.000 W/m² sobre una superficie durante un periodo de tiempo expresado en horas. Esta unidad se emplea para cuantificar la cantidad de energía en forma de radiación incidente en una superficie y es la que se usa en distintas bases de datos para expresar la medida del recurso solar disponible.

Para obtener los datos necesarios emplearemos PVGIS (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>), que es una aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea que permite entre otras cosas obtener la radiación solar y calcular la producción fotovoltaica en cualquier zona de Europa, Asia y América.

Para ello se introduce la localización de la instalación en la aplicación web y se selecciona una de sus bases de datos, para este estudio se utiliza los datos del satélite PV-SARAH para el año más reciente disponible (en este caso 2016), y la información que se necesita, en este caso vamos a obtener radiación global para diferentes inclinaciones desde 20° hasta 70°. Los resultados obtenidos están expresados en HSP/día en función del mes y de la inclinación, se observan en la siguiente tabla:

Mes \ Inclinación	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°
Enero	3,19	3,41	3,60	3,78	3,92	4,04	4,14	4,21	5,21	4,25	4,23
Febrero	4,08	4,27	4,43	4,57	4,68	4,75	4,80	4,82	4,80	4,76	4,68
Marzo	5,20	5,33	5,43	5,49	5,53	5,53	5,50	5,43	5,33	5,19	5,03
Abril	5,64	5,65	5,65	5,61	5,53	5,43	5,30	5,13	4,94	4,72	4,48
Mayo	6,19	6,11	6,00	5,87	5,71	5,51	5,29	5,04	4,77	4,47	4,14
Junio	7,68	7,55	7,37	7,15	6,90	6,62	6,30	5,95	5,56	5,14	4,69
Julio	7,36	7,25	7,09	6,90	6,69	6,44	6,15	5,83	5,47	5,08	4,66
Agosto	7,37	7,36	7,31	7,22	7,09	6,91	6,70	6,44	6,14	5,81	5,44
Septiembre	5,94	6,04	6,11	6,14	6,13	6,08	6,00	5,88	5,72	5,53	5,31
Octubre	4,21	4,36	4,49	4,59	4,66	4,70	4,72	4,70	4,66	4,59	4,48
Noviembre	3,27	3,46	3,63	3,77	3,89	3,99	4,05	4,10	4,11	4,10	4,07
Diciembre	3,28	3,53	3,76	3,96	4,13	4,28	4,40	4,49	4,56	4,58	4,58

Tabla 12: HSP/día en función de la inclinación para los distintos meses del año en Puerto de Sagunto. Fuente: PV-GIS

Se debe tener en cuenta que PV-GIS proporciona los resultados en kWh/m² mensuales y realizando la conversión oportuna estas unidades equivalen a unidades de HSP mensuales. Tras esto, se obtienen las HSP diarias promediando en función de los días que tiene cada mes dando como resultado la tabla anterior.

Si sumamos el número total de HSP a lo largo de un año se obtiene la siguiente tabla:

Inclinación	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°
HSP ANUALES	1935	1963	1979	1984	1979	1961	1932	1892	1869	1776	1701

Tabla 13: HSP Anuales en función de la inclinación. Fuente: PVGIS

Como se observa en la tabla anterior, en el municipio de Puerto de Sagunto (Valencia) para la inclinación de 35° se obtiene la mayor cantidad de radiación solar anual. Como se demostrará posteriormente, **esta afirmación no implica que la inclinación de 35° es la que mejor se adapta para cubrir la demanda del centro.**

Analizando la tabla de radiaciones, se determina que la energía solar incidente no solo varía a lo largo del día sino también a lo largo del año en función de la altura solar. **La altura solar** aumenta en los meses de verano y disminuye en los meses de invierno, por lo que en los meses de verano los paneles fotovoltaicos necesitan un menor ángulo de inclinación para aumentar la producción y en invierno necesitan un ángulo mayor. En la siguiente figura se observa a lo que se refieren estas líneas.

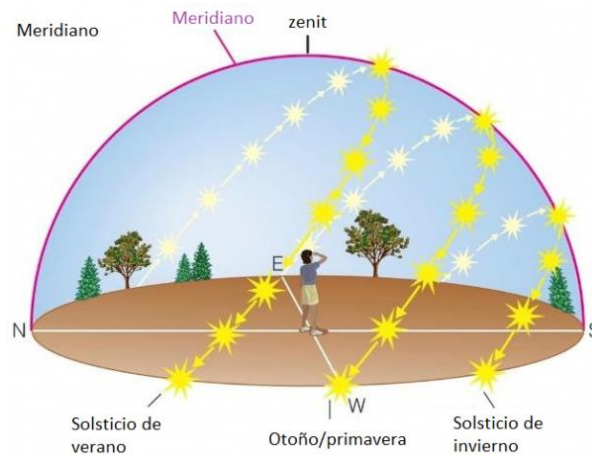


Figura 4: Modelo de trayectoria solar. Fuente: Heliosfera.com

Este fenómeno se observa al representar gráficamente la tabla 13 en la siguiente figura.

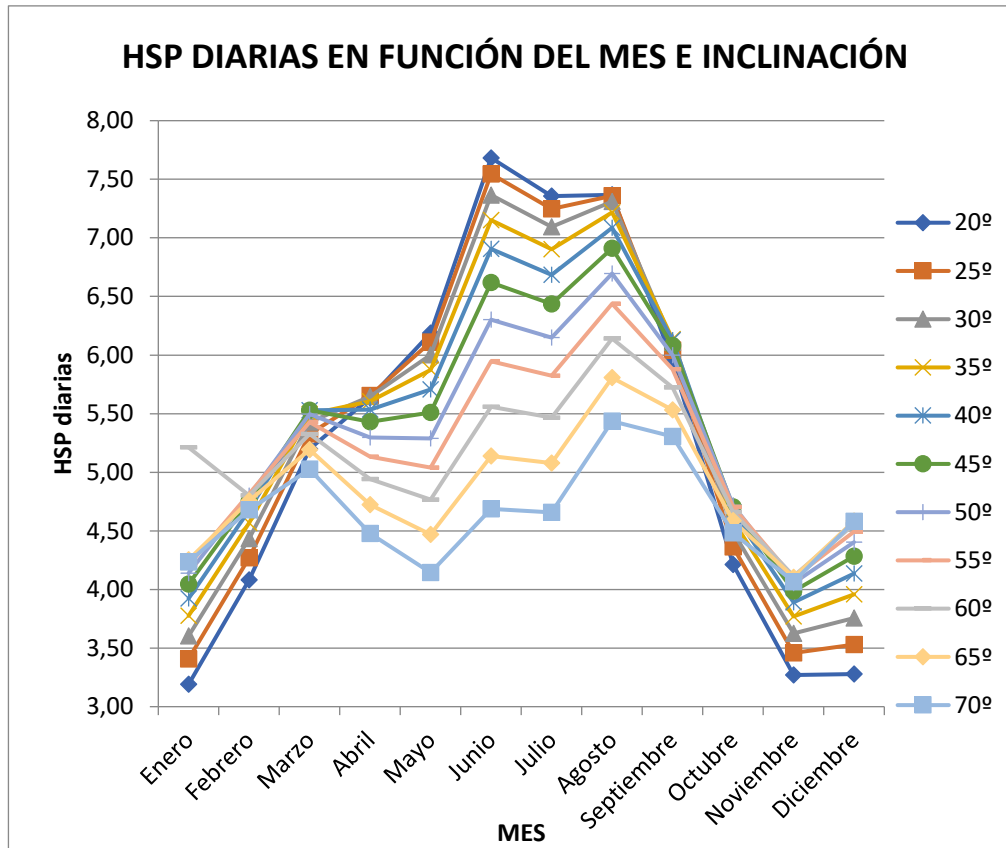


Figura 21: HSP en función del mes e inclinación. Fuente: PV-GIS

En la gráfica anterior se observa la variación de la radiación en función de la inclinación durante los distintos meses del año puesto que está directamente relacionada con la altura solar. **La inclinación se decidirá en función de la que mejor se ajuste para cubrir la demanda del centro.**

Recapitulando al estudio del consumo eléctrico mensual del centro (Figura 12. Consumo eléctrico mensual), se observa que el consumo aumenta en los meses de invierno y disminuye en los meses de verano. Según la figura 14 y teniendo en cuenta la figura 12, se puede estimar que la inclinación del campo fotovoltaico será superior a 35° para aumentar la producción en los meses invernales en detrimento de la producción fotovoltaica los meses de verano en los que en el centro tiene un menor consumo eléctrico.

Las inclinaciones superiores a 45° se descartan debido a los efectos adversos que se tienen a nivel estructural. Aunque a mayor inclinación menor suciedad se depositará sobre los paneles, también existe una mayor resistencia al viento por lo que se necesita mejorar la estructura de sujeción aumentando los costes de la instalación. Para evitarlo, centraremos el estudio del diseño óptimo en el rango de inclinaciones que oscila entre 20° y 45°.

3.2 DISEÑO ÓPTIMO

En los siguientes apartados se persigue la determinación de los siguientes puntos para la consecución del proyecto.

- Elección de la modalidad de autoconsumo apropiada.
- Elección del panel fotovoltaico
- Elección del inversor
- Cálculo de la energía producida por campo FV en función de la inclinación
- Elección de la inclinación y orientación más apropiadas para maximizar el ahorro
- Determinar la potencia fotovoltaica a instalar
- Dimensiones necesarias estimadas para la instalación del campo fotovoltaico
- Estudio de sombras sobre las cubiertas del centro
- Dimensionado de cableado, protecciones y toma de tierra.
- Cálculo de la producción anual de la instalación

3.2.1 Tipo de instalación fotovoltaica: marco regulador seleccionado

Como se ha descrito en los antecedentes, el RD 244/19 estipula diferentes modalidades de autoconsumo entre ellas se diferencian dos tipos autoconsumo con excedentes y sin excedentes. Para el caso del proyecto, el centro tiene un horario de lunes a viernes de 08:00 a 21:00 por lo que entre semana se podría consumir la energía producida pero los sábados y domingos la energía no se consume. Al cabo de un año no aprovechar esta energía supone que la instalación produce durante más de 100 días y esa energía se perdería. Teniendo en cuenta estas características interesa acogerse a autoconsumo con excedentes.

Puesto que el objetivo es cubrir parte de la demanda del centro y maximizar así el ahorro energético se selecciona la modalidad de **autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada**, con la finalidad de cubrir la mayor parte del gasto energético variable del centro realizando un balance neto mensual entre la producción de energía y el consumo de energía. En este caso parte del coste de la energía que se consume se compensa con el coste de la energía que se produce y se vierte a red, siendo la diferencia entre estas el precio que se pagaría al final de mes por la energía consumida. Este término puede llegar a cero, lo que significa que la energía consumida ese mes está totalmente compensada y no hay que pagar por ella, permitiendo el ahorro. Por otro lado, si esta diferencia es negativa no significa que la comercializadora pague al centro por la energía excedida vertida a la red, para este caso se considera que la diferencia es cero como en el caso anterior.

En lo que se refiere a autoconsumo individual o colectivo, teniendo en cuenta que el polideportivo municipal que se encuentra en dirección oeste ya posee su propio campo fotovoltaico se presupone que dispone de su propia instalación de autoconsumo y se decide proyectar una instalación de **autoconsumo individual**.

En conclusión, dado que la instalación se realiza en la cubierta de un centro educativo público y el objetivo es minimizar el gasto público se decide realizar una instalación de autoconsumo individual con compensación simplificada en la que el dimensionado sea el adecuado para minimizar el gasto

cada mes, siendo el balance entre el consumo energético y el producido por la instalación mensualmente cercano a cero para ahorrar en el término variable de la factura.

3.2.2 Elección del panel fotovoltaico

La elección del modelo de panel fotovoltaico que compondrá la instalación es de suma importancia. Este es el **elemento más costoso y el encargado de actuar como generador eléctrico de la instalación durante su vida útil** (al menos 25 años), cabe tener en cuenta que este será el periodo de amortización de la inversión por lo que es importante asegurarlo. Por ello, se deben seguir diferentes criterios para la elección de los generadores fotovoltaicos con el objetivo de diseñar una instalación de calidad, segura y duradera.

Primeramente, se realiza un análisis de las empresas punteras a nivel mundial en la producción de módulos fotovoltaicos, para ello se recurre a la fuente de datos Global Data. Global data es una empresa que se dedica al almacenamiento y análisis de datos de empresas de distintos sectores, desde su plataforma web ofrece información actualizada diariamente sobre estas, facilitando información para este proyecto sobre los mayores fabricantes fotovoltaicos a nivel mundial clasificados por el número de paneles vendidos en 2019 en unidades de potencia (GW).

Global solar photovoltaic module shipments ranking, 2019

2019 ranking	Solar PV manufacturer	Change vs 2018	2018 shipments	2019 shipments	% Growth
1	Jinko Solar Holding Co., Ltd.	-	11.4	14.2	25%
2	JA Solar Holdings Co Ltd	-	8.8	10.3	17%
3	Trina Solar Limited	-	8.1	9.7	20%
4	LONGi Solar Technology Co Ltd	-	7.2	9.0	25%
5	Canadian Solar Inc	-	7.1	8.5	20%
6	Hanwha Q CELLS Co., Ltd.	-	5.5	7.3	33%
7	Risen Energy Co., Ltd.	-	4.8	7.0	46%
8	First Solar Inc.	+3	2.7	5.5	104%
9	GCL System Integration Technology Co., Ltd.	-1	4.1	4.8	17%
10	Shunfeng Photovoltaic International Limited	-1	3.3	4.0	21%

Note: The preliminary results are based on the initial assessment of the shipments and are subject to change later

Tabla 14: Los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos en 2019. Fuente: GlobalData

De la tabla se observa que el mercado fotovoltaico sigue dominado por fabricantes chinos, sin existir cambios significativos con el año anterior. También se observa que el mercado global de energía solar fotovoltaica está en alza dada la mayor demanda. Los principales fabricantes son Jinko Solar, JA Solar y Trina Solar con más de 30 GW en paneles vendidos durante 2019.

Para realizar una comparativa y finalmente decantarse por un fabricante, entre los tres fabricantes mejor posicionados en el mercado se escogen tres paneles fotovoltaicos de igual potencia y eficiencia semejante. La tecnología seleccionada de los paneles de estudio es silicio monocristalino con una potencia de 410W. En la siguiente tabla se observa la comparativa:

Características del panel	Modelos Paneles Fotovoltaicos		
	Jinko – Cheetah HC 72 M	JAM72S10	Trina – TSM-DE15H
Potencia máx. [P_{pmp}]	410 W	410 W	410 W
Voltaje máx. pot. [V_{mpp}]	42.3 V	41.76 V	41.7 V
intensidad máx. pot. [I_{mpp}]	9.69 A	9.82 A	9.84 A
Eficiencia	20.38 %	20.4 %	20.4 %
Precio con IVA	134,44 €	143,35 €	172 €
Relación precio por vatio pico	0,33 €/W _{pk}	0,35 €/W _{pk}	0,42 €/W _{pk}
Distribuidor en España	LM8 Solar	Tienda Solar	Becquel

Tabla 15: Características de los distintos modelos de panel seleccionados. Fuente: Hojas de características de los paneles.

Dada sus características similares se opta por seleccionar al fabricante con mejor relación precio/vatio que resulta ser del fabricante con mayor cuota de mercado. En este caso Jinko Solar y el modelo de panel fotovoltaico **Cheetah Perc HC 72M de 410 W**.

3.2.3 Dimensionado de la potencia del campo fotovoltaico a instalar

Para la estimación de la potencia de la instalación se siguen los siguientes pasos:

1. Tras la obtención de las HSP en función del mes y de la inclinación, se obtiene la energía producida por módulo en función del mes y de la inclinación. Empleando la siguiente fórmula:

$$E_{mod} = P_{pmp} \times HSP \times PR$$

Siendo:

- E_{mod} : energía producida por el modelo de módulo fotovoltaico que forma la instalación fotovoltaica en un periodo de tiempo. Las unidades son (kWh/periodo de tiempo).
- P_{pmp} : potencia pico del panel fotovoltaico empleado en la instalación expresada en (kW).
- HSP : cantidad de horas de sol pico anuales (h/año). Obtenidas de la tabla 4: *HSP/día en función de la inclinación para los distintos meses del año en Puerto de Sagunto*. Teniendo en cuenta que las HSP de la tabla son las diarias, por lo que habría que multiplicar por el número de días que tiene el mes para obtener las mensuales.

- **PR:** “Performance Ratio” es el coeficiente que mide el rendimiento de la instalación. En él se tienen en cuenta las distintas pérdidas fruto del diseño de la instalación y de su ubicación, entre ellas podemos destacar las pérdidas por cambios de temperatura, pérdidas por falta de coincidencia entre módulos, pérdidas por suciedad, pérdidas por inclinación distinta de la óptima... En instalaciones correctamente diseñadas suele estar entre 0,75 y 0,85. Este valor puede oscilar al alza o a la baja, cuanto mayor es el valor mejor diseñada está la instalación. **Para la estimación se le da un valor de 0,75.** El valor de PR estimado es bastante conservador como se observa más tarde al realizar los cálculos con el software PVSyst.

Una vez hechos los cálculos para obtener la energía producida (kWh/mes) de un único módulo fotovoltaico en función de la inclinación y periodo mensual, se obtiene la siguiente tabla:

Meses \ Inclinación	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	30,41	32,48	34,34	35,99	37,40	38,55
Febrero	36,39	38,08	39,53	40,74	41,69	42,38
Marzo	49,54	50,79	51,74	52,38	52,70	52,71
Abril	51,98	52,16	52,09	51,72	51,05	50,10
Mayo	58,98	58,25	57,22	55,98	54,40	52,52
Junio	70,87	69,61	67,95	65,98	63,70	61,06
Julio	70,12	69,08	67,63	65,79	63,73	61,36
Agosto	70,23	70,16	69,68	68,80	67,55	65,88
Septiembre	54,81	55,74	56,33	56,60	56,52	56,09
Octubre	40,14	41,59	42,80	43,75	44,43	44,85
Noviembre	30,17	31,91	33,44	34,78	35,89	36,76
Diciembre	31,25	33,63	35,80	37,73	39,42	40,84
Total Anual (kWh/añal)	594,91	603,47	608,56	610,22	608,47	603,11

Tabla 16: Producción mensual y anual con un panel fotovoltaico para diferentes inclinaciones en la provincia de valencia (en kWh). Fuente: PVGIS

Además, se calcula la energía total anual producida por el módulo durante el año para las distintas inclinaciones.

2. A partir de la demanda anual del centro y de la producción fotovoltaica estimada para un módulo, se obtiene el número de módulos necesarios en función de la inclinación empleando la siguiente fórmula:

$$N_{mod} = \frac{E_{anual}}{E_{mod}}$$

Dónde:

- N_{mod} : número de módulos de la instalación. Se trunca el valor obtenido y se le añade una unidad.

- E_{anual}: demanda energética anual del centro, según facturas: 131.735 kWh/año.

El número de paneles en función de la inclinación y la correspondiente potencia del campo fotovoltaico se muestran en la siguiente tabla, observando que todas las soluciones se encuentran entre 216 y 222 módulos. Conociendo que el precio de un panel es de 134,44€ se calcula también el coste de los paneles necesarios en función de la inclinación.

Inclinación	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Paneles necesarios	222	219	217	216	217	219
Potencia a instalar (W)	90.994	89.706	88.958	88.716	88.971	89.760
Coste paneles con IVA (€)	29.837	29.415	29.170	29.090	29.174	29.433

Tabla 17: Número de paneles, potencia a instalar y precio en función de la inclinación. Fuente: Propia

3. Una vez obtenido el número de paneles y su potencia, se tiene en cuenta la energía demandada cada mes y se calcula la energía producida en función de la inclinación y mes para calcular la diferencia entre la energía consumida y la producida por el campo fotovoltaico con cada inclinación.

Así se simula el autoconsumo con excedentes acogido a compensación simplificada y se puede seleccionar la inclinación más adecuada, aquella que minimice el consumo eléctrico anual. **Se recuerda que, en el tipo de modalidad de autoconsumo con excedentes con compensación simplificada, la compensación se realiza a lo largo del periodo mensual de facturación de la energía generada.**

Para obtener la energía compensada mes a mes se emplea la siguiente fórmula:

$$E_{mes} = E_{cmes} - E_{pmes}$$

Dónde:

- E_{mes}: consumo de energía variable estimado en función del mes y de la inclinación. (kWh/mes)
- E_{cmes}: demanda mensual del centro. (kWh/mes)
- E_{pmes}: energía producida por campo fotovoltaico diseñado en función del mes y de la inclinación. (kWh/mes)

Meses \ Inclinación	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	8.319	7.962	7.617	7.281	6.954	6.628
Febrero	10.848	10.593	10.348	10.110	9.877	9.646
Marzo	199	82	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0
Septiembre	1.618	1.588	1.561	1.537	1.519	1.503
Octubre	2.244	2.053	1.867	1.686	1.510	1.335
Noviembre	5.177	4.893	4.617	4.349	4.086	3.825
Diciembre	3293	2870	2462	2065	1.676	1.289
Total Consumo Variable (kWh)	31.701	30.044	28.474	27.031	25.625	24.228
Ahorro Energético Estimado (kWh)	100034	101691	103261	104703	106109	107507

Tabla 18: Consumo de energía mensual descontando la producción fotovoltaica (en kWh). Además, se obtienen totales de consumo variable y de ahorro. Fuente: Propia.

Los recuadros con valor de 0 indican que ese mes se compensa el gasto energético variable en su totalidad. **Como se observa en la estimación, el ángulo de inclinación que mejor se adapta a la demanda es el de 45°, produciendo un ahorro energético anual estimado de 107.507 kWh.** El ahorro estimado se obtiene al restar el consumo variable obtenido con la instalación fotovoltaica en funcionamiento al consumo variable anual del centro que se obtuvo con las facturas. Como se observa, para el ángulo de 45° se minimiza el consumo variable.

- Una vez obtenida la inclinación y orientación óptimas y conociendo el número de paneles a instalar, se comprueba que hay espacio suficiente para su instalación en la cubierta. Para proceder a la comprobación, se calcula el espacio que ocupa un panel y se sobreestimaré con un 40% adicional. Para ello sabemos que las medidas del panel seleccionado son 2008×1002×40mm (altura x anchura x espesor) lo que equivale a una superficie por panel de 2,012 m². Para obtener la superficie estimada de la instalación se realiza el producto:

$$S_{est} = S_{panel} \times 1,4 \times N_{mod}$$

Dimensión mínima estimada de cubierta	
Superficie modulo (m ²)	2,012
Sobreestimación (40%)	1,4
Número de módulos	219
Superficie estimada (m ²)	617
Superficie disponible (m ²)	1960
¿ES POSIBLE LA INSTALACIÓN?	Sí

Tabla 19: Estimación dimensiones de cubierta. Fuente: Propia

Se obtiene una superficie estimada de 617 m². Por lo que tal y como se observa en la siguiente tabla es posible llevar a cabo la instalación en la superficie disponible en la cubierta del centro.

Se concluye que el ángulo que potencia el ahorro es el de 45°, con este ángulo se necesitarán unos 219 paneles fotovoltaicos (estos pueden variar en función de la configuración del campo fotovoltaico que se estudiará más adelante). Con 219 paneles se obtiene una potencia de 89,76 kWp, que se tendrá en cuenta para la elección del inversor. Además, se estima un ahorro energético de 107.507 kWh/año que equivale a unos 7.420€ anuales a un coste de 0,069 €/kWh (estimación a la baja del coste de kWh). Los resultados de este apartado se pueden resumir en la siguiente tabla:

RESUMEN ESTIMACIÓN POTENCIA A INSTALAR	
Potencia Panel (W)	410
Inclinación (°)	45
Nº Paneles Necesarios	219
Potencia pico instalación (W)	89.760
Inversión en paneles fotovoltaicos (€)	29.433
Ahorro energético estimado (kWh/año)	107.507
Ahorro en unidades monetarias estimado (€/año)	7.420

Tabla 20: Estimación de potencia a instalar. Fuente: Propia

3.2.4 Elección del inversor

El inversor es el equipo electrónico encargado de convertir la energía en forma de corriente continua que proviene del campo fotovoltaico en corriente alterna, para poder inyectarla sincronizada a red.

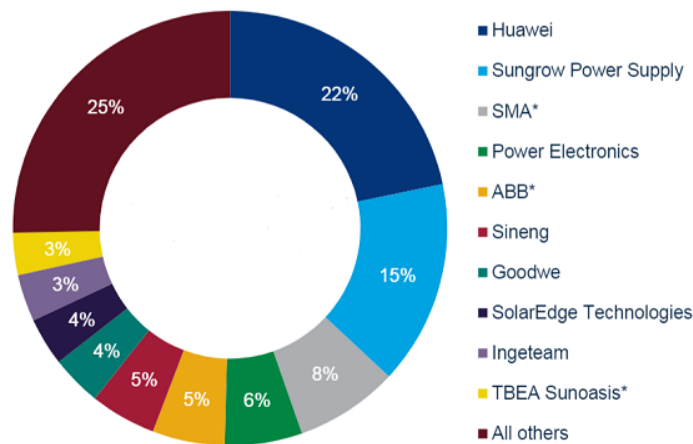
Además, el inversor se encarga de variar la carga a la que están sometidos los paneles para optimizar el punto de trabajo del campo fotovoltaico, maximizando la potencia entregada. Para ello, puede disponer de uno o varios seguidores de potencia. Los inversores cuentan con sensores y procesadores digitales que permiten medir y controlar las magnitudes necesarias para su correcto funcionamiento.

Entre algunas de las funciones destacadas de los inversores, se encuentra la detección del modo isla, esto asegura una paralización del vertido de energía a red cuando en esta se haya cortado la energía (por ejemplo: por tareas de mantenimiento). También, se destaca la posibilidad de modificar el factor de potencia en el vertido a red, en función de las necesidades de esta. Por otro lado, muchos inversores disponen de pantalla LED o aplicaciones en red que permiten obtener información al momento sobre las magnitudes de trabajo del inversor, otorgando información sobre el funcionamiento del campo fotovoltaico.

Como se ha visto en el apartado anterior el inversor debe ser capaz de transformar una potencia eléctrica estimada de 89,76 kWp a 80kW que es el límite establecido por la potencia contratada por el centro. Partiendo de esa base se busca en el mercado un inversor que cumpla esta condición, a su vez, se persigue que se simplifique su instalación tratando de evitar el empleo de concentradores de ramas y que además aporte fiabilidad a la instalación.

Para la selección del inversor, se analizan los 10 mayores fabricantes de inversores en función de su cuota de mercado. Estos se presentan en la siguiente figura:

Global PV inverter market shares by shipments for full-year 2018 (MWac)***



*Estimate
 **All others* includes vendors that rank below the top 10 in market share
 ***Vendor market shares are accurately represented, but the total pie chart may not equal 100% due to rounding

Figura 22: Fabricantes de inversores en función de su cuota de mercado en 2018. Fuente: Wood Mackenzie Power & Renewables

Entre estos fabricantes se busca en sus catálogos inversores trifásicos sin transformador de 80kW de potencia nominal. Se busca que el inversor no incorpore transformador puesto que esto reduce su peso y tamaño, lo que facilita su instalación en la cubierta.

Tras este análisis se tienen dos candidatos a ser el inversor de la instalación. Los modelos de inversor pretendientes para la instalación pertenecen a los fabricantes Sungrow Power Supply y Goodwe. El

resto de los fabricantes se descartan, ya que no disponen en catálogo de un inversor que cumpla las condiciones expuestas anteriormente.

Los modelos seleccionados son:

- SG80KTL de Sungrow Power Supply
- GW80K-MT de Goodwe

En la siguiente tabla se comparan las características principales de ambos modelos:

Modelo	SG80KTL	GW80K-MT
Pot. Pico Entrada (W)	120.000	120.000
Pot. Salida (W)	80.000	80.000
Nº Seguidores PMP (u)	1	4
Nº Entradas por Seguidor (u)	18	4
Rendimiento Máximo (%)	98,8	98,8
Rendimiento Europeo (%)	98,5	98,3
Clase de protección	IP65	IP65
Precio sin IVA (€)	5.149,76	5.349,75

Tabla 21: Comparativa inversores seleccionados. Fuente: Hoja de datos de los aparatos

Para el proyecto se decide emplear el modelo del fabricante Goodwe debido a que, aunque económicamente el coste del aparato es similar, el modelo GW80K-MT dispone de 4 seguidores del punto de máxima potencia independientes con 4 entradas cada uno, mientras que el modelo de Sungrow Power Supply dispone únicamente de un seguidor de máxima potencia con 18 entradas.

Se valora especialmente la posibilidad de disponer de distintos seguidores de potencia, puesto que la cubierta se divide en distintas zonas donde instalar el campo fotovoltaico y cada zona tiene unas condiciones de sombreado distintas como se observa en el estudio de sombras posterior.

Respecto al fabricante seleccionado, GoodWe es una compañía especializada en electrónica de potencia que cotiza en la bolsa de valores de Shanghái. Desde su fundación en 2010, cuenta con un suministro global de más de 2 millones de inversores y con una potencia acumulada de 23GW. Opera en más de 100 países y su valor de cotización ha ido aumentando durante los últimos 5 años.

En resumen, el **inversor seleccionado es el modelo GW80K-MT**. Este inversor tiene una potencia nominal de 80kW, no tiene transformador y gracias a los distintos seguidores de potencia de lo que dispone junto a sus entradas no será necesario el empleo de concentradores de rama lo que simplifica su diseño. Asimismo, se adapta a la potencia de entrada y de salida buscada para la instalación. Además, su distribuidor es Grupo Elektra, con sede en Puerto de Sagunto, Valencia.

3.2.5 Inclinación y orientación óptima

Respecto a la inclinación, en los cálculos anteriores se observa que la inclinación de 35° maximiza la producción energética anual, pero desde el punto de vista económico esta produciría un excedente

energético que no compensa de forma óptima el gasto variable del centro. Es decir, se estaría vertiendo energía a red sin obtener ningún beneficio de esta. Profundizando un poco más, la inclinación de 35° sería interesante si este excedente energético se empleará en el polideportivo municipal que se encuentra al costado oeste del centro, pero este ya dispone de su propia instalación fotovoltaica.

Se determina que **la inclinación que mejor se adapta a la demanda del centro es de 45°** respecto a la horizontal pues esta inclinación es la que mejor compensa el gasto variable del centro. Se decide esta inclinación a pesar de las condiciones adversas que puede tener esta elevada inclinación respecto a la incidencia del viento sobre el campo fotovoltaico. Para lo cual será necesario un posterior estudio estructural que asegure unas condiciones de explotación favorable frente a las inclemencias del clima.

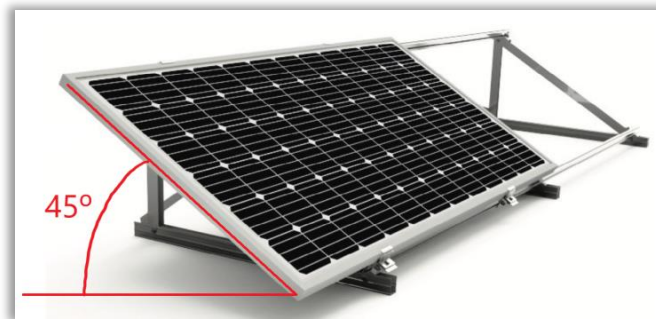


Figura 23: Inclinación panel fotovoltaico sobre soporte a 45° . Fuente: TeknoSolar

Para determinar la orientación, se emplea una carta solar de la ubicación, en esta se determina el azimut para el cual el Sol se encuentra en el punto más alto, esto ocurre al mediodía. Se elige este punto porque es el punto medio entre la salida y puesta de sol, además en ese punto la radiación solar es mayor. En verano el mediodía en Valencia se produce para la hora peninsular 13:00, por ello se determinará el azimut óptimo para la posición del Sol en ese momento empleando una carta solar a modo de ejemplo para determinar la orientación ideal. La carta solar es una representación plana, que permite obtener la posición del Sol respecto a una ubicación determinada. Se obtendrá una carta solar a modo de ejemplo de la aplicación online de Sun Earth Tools (www.sunearthtools.com). Una vez obtenida la carta se obtiene que para la ubicación de Sagunto el azimut es aproximadamente de 0° . Es decir, la orientación óptima de los paneles debe ser: Sur a 0° . Tal y como se observa en la carta solar obtenida:

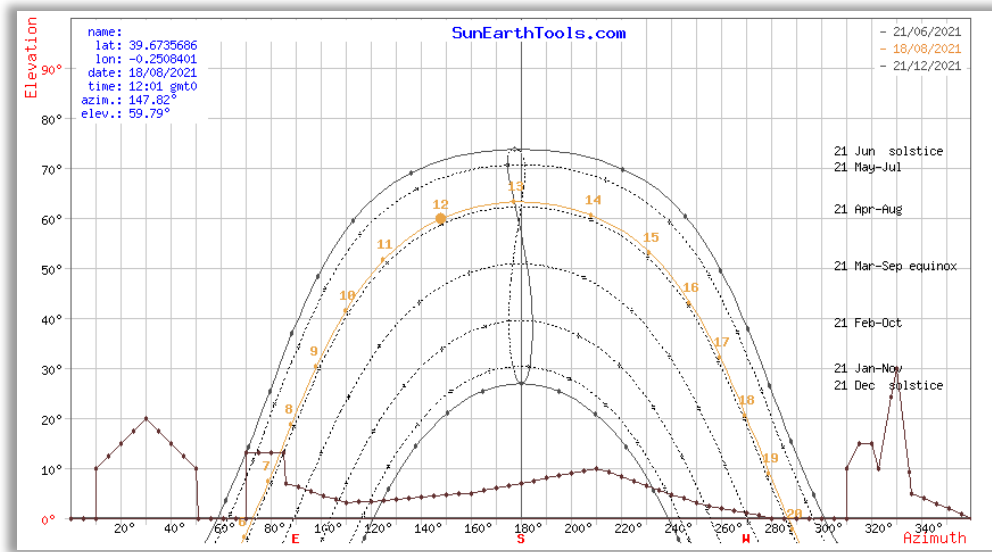


Figura 16: Carta solar Sagunto. Fuente: SunEarthTools

En este caso particular, el centro está encarado al sur, pero con un pequeño desvío de 7,6°. Por ello, la orientación que se elige es de 7,6°. Se decide esta orientación pues es la que mejor se adapta a la posterior distribución de paneles en la cubierta, lo que facilita su colocación sobre esta maximizando el aprovechamiento del espacio disponible.

3.2.6 Separación entre filas de módulos

El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red elaborado por el IDEA (www.idae.es) especifica la distancia mínima entre filas de paneles y obstáculos cercanos. Para asegurar un mínimo de 4 horas de sol el peor día del año, es decir, el que provoca mayor sombra. Este día es el 21 de diciembre, que coincide con el solsticio de invierno y estas condiciones poco favorables se producen en torno al mediodía.

La distancia entre el final de una fila y el inicio de la siguiente para instalaciones sobre cubiertas planas se calcula siguiendo la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Donde:

- d: distancia entre el final de una fila y el inicio de la siguiente. (en unidades de longitud)
- h: altura del obstáculo. (en unidades de longitud)
- Latitud: para la ubicación elegida es de 39,4698°. (en grados)

La representación gráfica de las variables es:

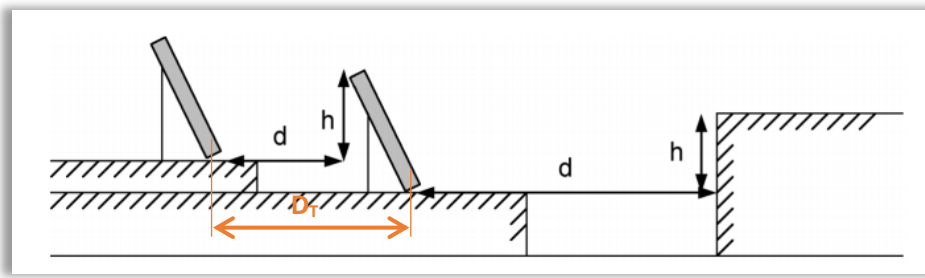


Figura 24: Representación gráfica de las variables. Fuente: IDAE

Para proceder a los cálculos es necesario realizar unas sencillas relaciones trigonométricas para obtener h a partir del ángulo de inclinación (45°) y la altura del panel.

$$h = \sin(45^\circ) \times altura_{panel}$$

El resultado de la distancia total, es decir, la distancia entre el inicio de una fila y el inicio de la siguiente vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$D_T = d + altura_{panel} \times \cos(45^\circ)$$

La altura del panel dependerá de la disposición de los paneles: vertical ($altura_{panelvert}=2,008m$) u horizontal ($altura_{panelhor}=1,002m$). En función de estas disposiciones, los cálculos resumidos se representan en la siguiente tabla.

Variables (Unidades)	Valor	
	VERTICAL	HORIZONTAL
Altura panel (m)	2,008	1,002
Inclinación (rad)	0,785	
Latitud (rad)	0,689	
h (m)	1,420	0,709
d (m)	3,599	1,796
D_T (m)	5,019	2,504

Tabla 22: Resumen cálculos distancia entre filas. Fuente: Propia

Como se observa en la tabla, dependiendo de si se coloca el panel en horizontal o vertical, se obtiene una distancia u otra entre filas.

3.2.7 Datos ambientales y temperatura de trabajo de la célula

La instalación fotovoltaica se ubica en Sagunto, provincia de Valencia. Conociendo la ubicación geográfica es posible obtener las temperaturas extremas de esta provincia gracias a las herramientas que ofrece la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). A través de su web (www.aemet.es), donde se dispone de un servicio climático que da acceso a su base de datos. De la base de datos se obtienen las temperaturas extremas para la provincia de Valencia, lo que permite adaptar el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos a estas condiciones. Se emplean los datos del observatorio situado en

Valencia, con indicador climatológico: 8416. Además, haciendo uso de la herramienta PVGIS, que ya se ha presentado en apartados anteriores, se obtiene la irradiación media en la localización elegida.

En la siguiente tabla se presentan los datos obtenidos para invierno y verano. Conjuntamente, se calcula la temperatura de trabajo de la célula en condiciones extremas mediante la siguiente fórmula:

$$T_{cell} = T_{amb} + (TONC - 20) \times \frac{E}{800}$$

Donde:

- T_{cell} : temperatura de trabajo de la célula. En °C.
- T_{amb} : temperatura ambiente. En °C.
- TONC: temperatura de operación de la célula. Valor suministrado por el fabricante del panel fotovoltaico. En este caso es 45 °C.
- E: irradiación solar, que mide la potencia solar incidente por unidad de superficie. Expresada en W/m^2

Provincia: Valencia		
	Valores	Unidades
Temperatura Máxima (T_{amb_max})	40	°C
Irradiancia Media Verano (E_{max})	1000	W/m^2
Temperatura Máx. de Trabajo de la Célula (T_{cell_max})	71,25	°C
Temperatura Mínima (T_{amb_min})	-7	°C
Irradiancia Media Invierno (E_{min})	550	W/m^2
Temperatura Min. de Trabajo de la Célula (T_{cell_min})	10,19	°C

Tabla 23: Datos ambientales provincia de Valencia. Fuente: AEMET y PVGIS

Se presta especial atención en las temperaturas extremas, es decir, máximas y mínimas. Porque estas marcan los límites de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos y se emplean para calcular las condiciones de funcionamiento más desfavorables.

3.2.8 Configuración campo solar fotovoltaico

Una vez seleccionado el modelo de panel fotovoltaico y el inversor, estimada la potencia necesaria y teniendo en cuenta las características ambientales, el desarrollo del proyecto se enfrenta a la problemática de elegir la combinación paneles en serie y ramas en paralelo que mejor se adapte a las características eléctricas del inversor.

Particularmente, **el inversor impone las siguientes restricciones eléctricas a su entrada**, que determinarán la distribución de paneles en la instalación:

- **Rango de potencia:** el rango de potencia pico que admite el inversor determinará el número mínimo y máximo de paneles. Para este caso la potencia máxima del inversor es de 120kW y

el fabricante no proporciona información de la potencia mínima, pero se estima en 80kW para los cálculos. Para su cálculo se emplean las siguientes fórmulas:

$$N_{modmax} \leq P_{pkMAXinv}/P_{mod} = \frac{120.000}{410} = 292,7 \text{ módulos}$$

$$N_{modmin} \geq P_{pkMINinv}/P_{mod} = \frac{80.000}{410} = 195,1 \text{ módulos}$$

Donde:

- N_{modmax} : número de módulos máximo que admite el inversor.
- N_{modmin} : número de módulos mínimo que se deben conectar al inversor.
- $P_{pkMAXinv}$: potencia máxima del campo fotovoltaico admitida por el inversor. Expresada en W.
- $P_{pkMINinv}$: potencia mínima del campo fotovoltaico conectada al inversor para que funcione con una eficiencia adecuada. Expresada en W.
- P_{mod} : potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones STC. Expresada en W.
- N_{mod} : número de módulos a instalar.

Los cálculos se pueden resumir en la siguiente expresión:

$$195 \leq N_{mod} \leq 292$$

- **Rango de tensión:** la tensión máxima del campo fotovoltaico debe ser inferior a la tensión máxima que admite el inversor. La tensión mínima del campo fotovoltaico debe ser superior a la tensión mínima que admite el inversor. Concretamente el inversor seleccionado admite unas tensiones de funcionamiento donde el valor máximo se sitúa en 1100V. Por encima de este valor la tensión puede dañar sus componentes. El valor mínimo es de 200V, por debajo del cual no se produce la conversión de energía. En función de estos parámetros se estima el número máximo de paneles en serie y el número mínimo.

Las fórmulas empleadas son las siguientes:

$$N_{MSmax} \leq V_{invDCmax}/V_{OCTMIN} = \frac{1100}{52,6} = 20,9 \text{ módulos}$$

$$N_{MSmin} \geq V_{invDCmin}/V_{PMP_{TMAX}} = \frac{200}{35,5} = 5,6 \text{ módulos}$$

Dónde:

- N_{MSmax} : número máximo de paneles en serie admitidos por el inversor.
- N_{MSmin} : número mínimo de paneles en serie para que funcione el inversor.
- N_{MS} : número de paneles en serie a instalar.
- V_{OCTMIN} : tensión de vacío del panel para las condiciones de temperatura mínima lo que provoca un aumento de la tensión de vacío. Se expresa en V. Para calcularlo se emplea la siguiente ecuación:

$$V_{OC_{TMIN}} = V_{OC_{25^{\circ}C}} + \beta_V \times (T_{cell_{MIN}} - 25) = 50,4 - 0,146 \times (10 - 25) = 52,6 V$$

- $V_{PMPTMAX}$: tensión en el punto de máxima potencia del panel para las condiciones de temperatura máxima lo que provoca una disminución de la tensión. Se expresa en V, y los cálculos para obtener su valor se plasman en la siguiente ecuación:

$$V_{PMP_{TMAX}} = V_{PMP_{25^{\circ}C}} + \beta_V \times (T_{cell_{MAX}} - 25) = 42,3 - 0,146 \times (71 - 25) = 35,5 V$$

Los cálculos se pueden resumir en la siguiente expresión:

$$5,6 \leq N_{MS} \leq 20,9$$

- **Corriente máxima:** la máxima corriente del campo fotovoltaico debe ser inferior a la intensidad máxima que soporta el inversor a su entrada. Con estos datos se determina el número máximo de ramas en paralelo que admite el inversor. La fórmula empleada para su cálculo es:

$$N_{RPmax} \leq I_{inDCmax} / I_{SCmodTMAX} = \frac{220}{10,8} = 20,3 \text{ ramas en paralelo}$$

Dónde:

- N_{RPmax} : número máximo de ramas en paralelo.
- N_{RP} : número de ramas en paralelo.
- $I_{inDCmax}$: corriente máxima que acepta el inversor. Su valor es de 220 A.
- $I_{SCmod_{TMAX}}$: intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico para las condiciones más desfavorables, en este caso para la temperatura ambiente máxima a la que se expone el panel. Se expresa en A, y los cálculos para obtener su valor son:

$$I_{SCmodTMAX} = I_{SC_{25^{\circ}C}} + \alpha_A \times (T_{cell_{MAX}} - 25) = 10,6 + 0,005 \times (71 - 25) = 10,8 A$$

El cálculo realizado se puede resumir en la siguiente expresión:

$$N_{RP} \leq 20,3$$

A continuación, manteniendo constante el número de módulos estimados (219) se prueban distintas configuraciones variando el número de paneles en serie. A partir del número total de paneles y el número de paneles en serie, es posible obtener el número de paneles en paralelo empleando la siguiente fórmula:

$$N_{RP} \approx N_T / N_{MS}$$

Se prueban distintas configuraciones variando las ramas en paralelo y paneles en serie a partir de la configuración mencionada. Algunas de las configuraciones posibles y sus características se muestran en la siguiente tabla:

Configuraciones posibles	N_{MS}	N_{RP}	V_{OC} (V)	V_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)	P_{PK} (W)	N_T
Configuración 1	17	13	856,8	719,1	125,97	90.610	221
Configuración 2	18	13	907,2	761,4	125,97	95.940	234
Configuración 3	18	12	907,2	761,4	116,28	88.560	216
Configuración 4	19	12	957,6	803,7	116,28	93.480	228
Configuración 5	19	11	957,6	803,7	106,59	85.690	209

Tabla 24: Estudio de las configuraciones posibles y sus valores eléctricos. Fuente: Propia

Finalmente, se opta por la configuración de 18 paneles en serie y 12 ramas en paralelo. Con un número total de 216 paneles. Esta configuración además de ser muy similar a la estimación inicial facilita la conexión al inversor al disponer este de cuatro seguidores de MPPT con conexiones de rama para cada una. Dado que el inversor posee 4 entradas por cada seguidor de PMP no es necesario un concentrador de ramas. **Se conectarán 3 ramas en paralelo de 18 paneles en serie por cada seguidor de PMP del inversor.** Es decir, en cada seguidor se conectarán 3 ramas de 18 paneles cada una de ellas, empleando 3 entradas de las 4 disponibles por seguidor.

En el siguiente esquema se presenta las conexiones entre las ramas de paneles fotovoltaicos y el inversor, según la distribución seleccionada:

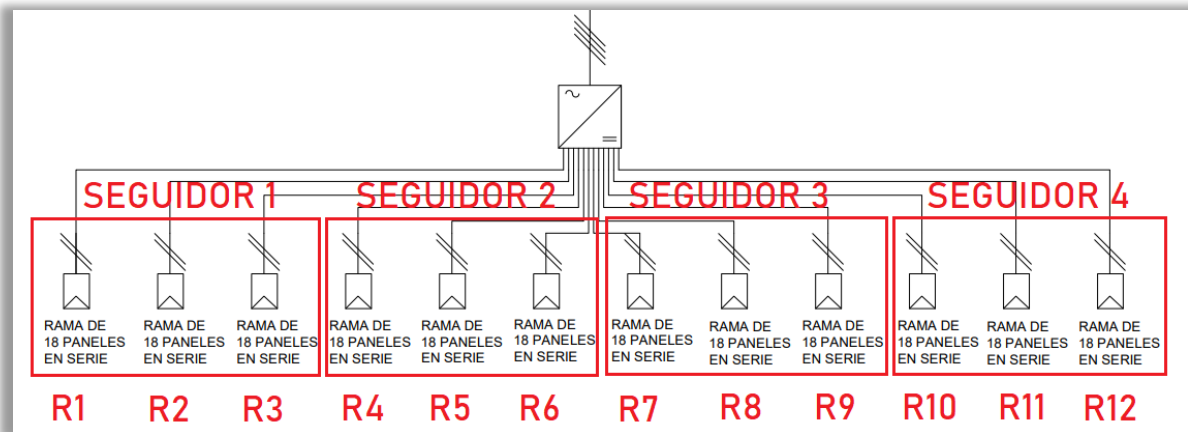


Figura 25: Interconexión ramas de paneles fotovoltaicos e inversor. Fuente: Propia.

La configuración seleccionada se resume en la siguiente tabla:

Configuración elegida campo fotovoltaico		
Variable	Cantidad	Unidades
Número paneles serie (N_{MS})	18,00	u
Número de ramas paralelo (N_{RP})	12,00	u
Número paneles totales (N_{mod})	216,00	u
Número de seguidores del inversor	4	u
Número de entradas por seguidor	4	u
Número de ramas por seguidor	3	u
Potencia Pico instalada (P_{pk})	88560,00	W
Tensión Máxima (V_{OC_TMIN})	946,17	V
Intensidad Máxima (I_{SC_TMAX})	130,02	A

Tabla 25: Resumen configuración campo fotovoltaico

A modo de resumen se exponen las condiciones anteriormente calculadas para comprobar si la configuración seleccionada las cumple:

$$195 \leq N_{mod} \leq 292$$

$$5,6 \leq N_{MS} \leq 20,9$$

$$N_{RP} \leq 20,3$$

Se concluye que se cumplen las condiciones anteriores y por tanto también las características eléctricas que hacen compatible el inversor con la distribución de campo fotovoltaico seleccionada.

3.2.9 Distribución del campo fotovoltaico y estudio de sombras

En este apartado se persigue determinar la disposición del campo fotovoltaico sobre cubierta del centro, de manera que se maximice la producción fotovoltaica y se cumpla el porcentaje de pérdidas máximas por sombreado que plantea el IDAE.

Para el caso de estudio, se dispone de tres cubiertas: C1, C2 y C3. Al encontrarse la cubierta C1 a una altura de 7,4 metros superior a las demás, es necesario determinar la sombra producida por esta a lo largo del año y cómo afecta esta sombra y la de otros obstáculos cercanos a la producción fotovoltaica una vez se dispongan los paneles. Las medidas de los obstáculos tomadas en este apartado se han realizado in situ, empleando el medidor laser Bosch PLR 30C.

Para realizar el análisis de sombras se emplean dos softwares informáticos:

- SketchUp Pro 2021: programa de diseño gráfico y modelado en 3D.
- PVSyst 7.2.4: programa para el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

Gracias a estos programas, se determina la disposición del campo fotovoltaico y se simula su funcionamiento determinando el porcentaje de pérdidas producidas por sombras cercanas que no puede ser superior al 10% según IDAE.

Primeramente, se realiza un estudio mediante el software SketchUp Pro 2021. El objetivo del estudio es detectar las regiones menos afectadas por sombreados de obstáculos cercanos, para disponer los paneles de forma que reciban la mayor radiación posible durante el año. Tras este primer estudio, se colocarán los paneles dónde menos les afecte el sombreado.

Para proceder al estudio realizado con SketchUp, se modelan las cubiertas del centro en 3D, se geolocaliza el diseño para configurar el estudio solar y se procede a la simulación. La simulación abarca el periodo de un año y en ella se observan las sombras que se producen sobre las cubiertas en distintos meses y horas del día. Durante la simulación la atención se centra en la zona marcada de C2, pues es la única región que recibe menos sombreado de C1 durante el año. El resultado de la simulación se puede resumir en la siguiente imagen:

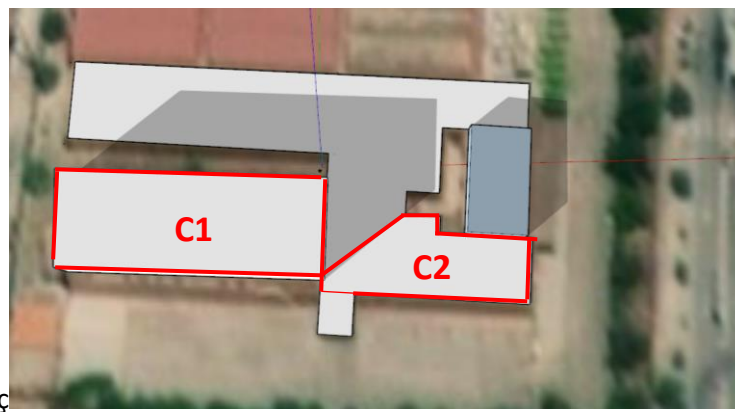


Figura 26: Sombreado crítico sobre cubierta C2. Mes: Octubre. Fuente: SketchUp Pro 2021

En la imagen se observa el sombreado crítico sobre las cubiertas C2 y C3 del centro, este se produce para el mes de octubre. Los contornos en rojo hacen referencia a los espacios libres de sombras a las principales horas del día para la producción fotovoltaica. El resto de la cubierta se verá afectada por sombras. **Como resultado de este primer estudio, se determinan las zonas óptimas para la disposición de los módulos.**

Teniendo en cuenta el espacio disponible se distribuyen los paneles de manera óptima para posteriormente proceder a un análisis de pérdidas por sombreado con el software PVSyst. Para la distribución del campo fotovoltaico se deben tener en cuenta el resto de los obstáculos: el tragaluz y las chimeneas de extracción de humos, actualmente en desuso. En primer lugar, el campo fotovoltaico se distribuirá en las zonas no afectadas por sombras y posteriormente se empleará la cubierta C3 para disponer el resto de los paneles. Debido a los obstáculos presentes en C2, la distribución de paneles fotovoltaicos se divide en tres zonas como se observa en la siguiente imagen:

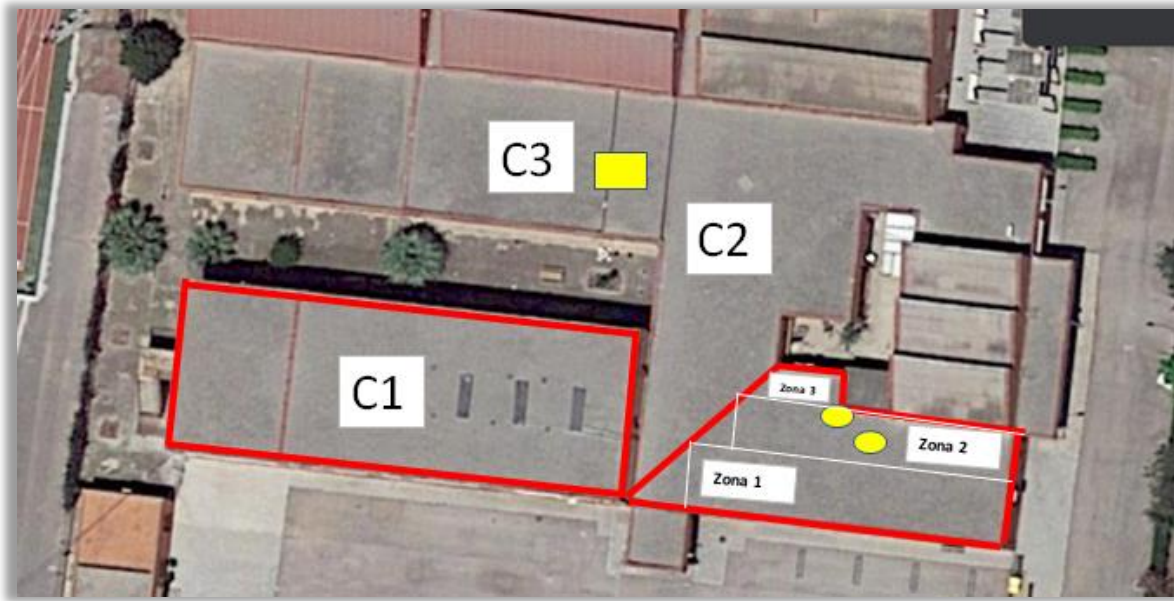


Figura 27: Cubiertas, obstáculos y zonas. Fuente: Propia

Tras el estudio de la superficie disponible, se determina una distribución de paneles apaisada, se colocan los paneles horizontalmente. La disposición elegida se corresponde con la configuración elegida en el apartado anterior y se resume en la siguiente tabla:

	Cubierta 1	Cubierta 2			Cubierta 3
		Zona 1	Zona 2	Zona 3	
Superficie (m ²)	600	210	65	18	559
Número de filas	5	2	1	1	5
Paneles por fila	18	13	7	3	18
Total paneles	90	26	7	3	90

Tabla 26: Resumen distribución paneles en las cubiertas. Fuente: Propia

Una vez distribuidos los paneles, se emplea el software PVSyst versión 7.2 para realizar el estudio de sombras y calcular el porcentaje de pérdidas por sombras de la instalación. Se recuerda que el porcentaje de pérdidas por sombras de la instalación debe ser inferior al 10%, que es el máximo admisible según el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Conectas a Red (PCT-C-REV- Julio 2011).

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 27: Porcentaje de pérdidas máximas admisibles en la instalación. Fuente: PCT IDAE

Para realizar la simulación en PVSyst, se modela en 3D y se añade la geolocalización de la ubicación. A continuación, se añaden los parámetros de la instalación (inclinación, orientación, panel fotovoltaico e inversor). Tras esto, se colocan los paneles fotovoltaicos según la distribución anterior y teniendo en cuenta la distancia entre filas (la distancia calculada entre el final de una fila y el inicio de la siguiente es de 1,8m para la distribución de paneles apaisados). En la siguiente imagen se observa el modelado 3D.

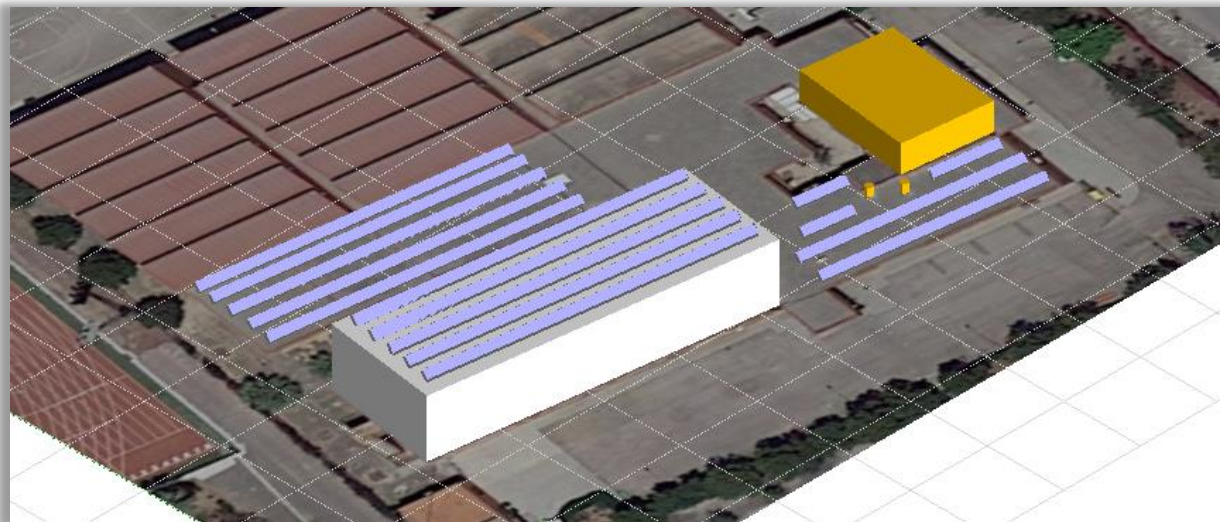


Figura 28: Modelado 3D de la instalación. Fuente: PVSyst

Tras esto, se simula y se obtiene el informe sobre la instalación. En este informe únicamente nos centraremos en el diagrama de pérdidas, en el cual las pérdidas por sombras no deben ser superiores al 10%. El diagrama se observa en la siguiente figura:

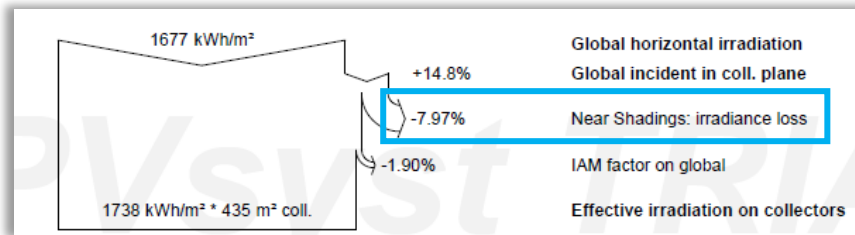


Figura 29: Diagrama de pérdidas. Fuente: Informe PVsyst

En el diagrama se observa que el porcentaje de pérdidas por sombreado es aproximadamente un 8% inferior al 10% máximo fijado en el Pliego de Condiciones del IDAE. Por lo tanto, tras el estudio realizado se concluye que la disposición realizada es la óptima y además cumple las limitaciones de pérdidas por sombras establecidas en el IDAE.

3.2.10 Dimensionado cableado

Para el dimensionado del cableado de la instalación se siguen las consideraciones técnicas establecidas en el RD 1699/2011 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Particularmente, para el cableado de continua se sigue la normativa UNE-EN 50618:2015 y para el cableado de alterna UNE-HD 60364-5-52:2014.

El dimensionado del cableado se basa en dos criterios:

- **Criterio térmico:** Evitar que el calentamiento del cable por el efecto Joule dañe su aislamiento, la corriente máxima admitida por el cable debe ser 1,25 veces superior a la corriente máxima que se puede producir (ITC-BT-40).
- **Criterio de caída de tensión:** La caída de tensión desde el generador al punto de conexión a la Red de Distribución Pública no será superior al 1,5% de la tensión nominal (ITC-BT-40).

Para este proyecto, se observan dos tramos que emplean distinto cableado en función de las características de la energía transportada. Estos tramos son:

- El tramo de continua, desde los módulos hasta el inversor.
- El tramo de alterna, desde el inversor hasta el punto de conexión a red eléctrica.

En el siguiente croquis se presentan gráficamente ambos tramos y las caídas de tensión máximas admisibles en cada uno de ellos:

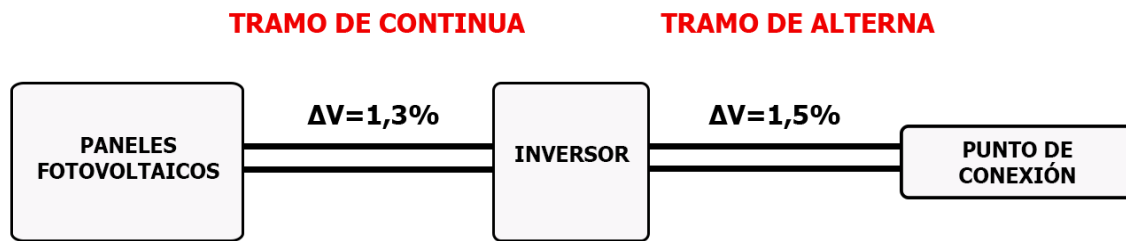


Figura 30: Croquis tramos de cable. Fuente: Propia

Se procede al cálculo y dimensionado de las secciones para cada tramo. Para ello, además de las características eléctricas de la instalación se debe tener en cuenta el recorrido de los cables.

- CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA:

Mediante el **criterio de caída de tensión máxima** se establece la caída de tensión máxima en un 1,3%. Aplicando la siguiente fórmula se obtiene la sección mínima del cableado de las ramas de módulos.

$$S_{rama} = \frac{2 \times L_{rama} \times I_{pmp}}{\frac{\Delta V_{rama}(\%)}{100} \times \sigma(T_{max}) \times V_{rama}} = \frac{2 \times 70 \times 9,69}{\frac{1,3}{100} \times 44 \times 761,4} = 3,11 \text{ mm}^2$$

Dónde:

- $\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre a la temperatura máxima que se puede dar, considerada en este caso 90°C. Equivale a: 44 ($\Omega^{-1} \cdot m / mm^2$)
- L : longitud de cable. Se considera esta, la distancia del módulo más alejado al inversor con un sobredimensionado de 5 metros para evitar dobladuras y tensiones en el cable. Expresada en metros (m)
- I_{pmp} : intensidad nominal de la rama, que equivale a la intensidad en el punto de máxima potencia del panel. Expresada en amperios (A)
- S_{rama} : sección de cable. Expresado en milímetros cuadrados (mm^2)
- ΔV : caída de tensión respecto a la tensión nominal. Expresada en porcentaje (%)
- V_{rama} : tensión en rama para el punto de máxima potencia. Expresada en voltios (V)

Los cálculos y valores de las variables se pueden resumir en la siguiente tabla:

Condiciones de entrada	Representación	Valor	Unidad
Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima (90°C)	$\sigma (T_{\max})$	44,00	$\Omega^{-1} \cdot \text{m}/\text{mm}^2$
Tensión de la rama	V_{rama}	761,40	V
Intensidad nominal de la rama	I_{pmp}	9,69	A
Caída de tensión admitida	ΔV_{rama}	1,30	%
Longitud al módulo más alejado	L_{rama}	70,00	m
Sección calculada	S_{rama}	3,11	mm^2
Sección normalizada seleccionada	S_{rama}	4,00	mm^2

Tabla 28: Resumen datos para el cálculo de la sección. Fuente: Propia

Se observa que la sección mínima normalizada por el criterio de caída de tensión es de 4 mm².

A través del **criterio térmico**, se debe seleccionar un cable que permita una intensidad máxima admisible un 25% mayor a la intensidad que pueda darse en el tramo de cableado (UNE 60364-7-712). Por tanto, el cable seleccionado debe admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \times I_{sc} = 1,25 \times 10,6 = 13,25 \text{ A}$$

Dónde:

- I_{sc} : hace referencia a la corriente máxima que se puede dar en la rama, en este caso equivale a la corriente de cortocircuito del módulo. Esta viene expresada en Amperios (A).
- I_o : intensidad admisible del cable. Expresada en Amperios (A).

Para cableado en el tramo de continua, las intensidades admisibles se encuentran tabuladas en la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618. Seleccionamos la sección de 4 mm² que es la mínima necesaria por el criterio de caída de tensión. Siguiendo la tabla se obtiene una intensidad máxima admisible con el cable al aire de 55 A.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El período de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Tabla 29: Intensidades máximas admisibles por sección de cable y método de instalación. Cableado de continua. Fuente: Tabla A.3 de UNE-EN 50.618

En la tabla se observa que se observa una temperatura ambiente de 60°C, cuando se han considerado unas condiciones más adversas con una temperatura de 90°C. Por tanto, se deben realizar correcciones en el valor de intensidad admisible anteriormente calculado. Del mismo modo, se debe tener en cuenta el coeficiente de reducción por agrupación de cables, ya que el cableado se transporta en una superficie tubular en la que en algunos tramos se agrupan 5 cables. Por ello se corrige la capacidad de conducción mediante la siguiente fórmula:

$$I_z = K1 \times K2 \times I_{02} = 0,6 \times 0,75 \times 55 = 23,4 A$$

Dónde:

- I_z : corriente máxima del conductor admisible en servicio permanente corregida en función de las condiciones del conductor y de la instalación. Expresada en Amperios (A).
- I_{02} : corriente máxima admisible en el conductor en servicio permanente a 60°C del conductor individual. Expresada en Amperios (A).
- $K1$: factor de corrección por agrupación de cables. Por las condiciones de la instalación se agrupan hasta 5 cables, por lo que el valor del coeficiente según la Tabla B.52.17 de UNE HD 60364-5-52 es de 0,6.

- K2: factor de corrección por temperatura de operación distinta a 60°C, en este caso la temperatura de operación es de 90°C lo que da un factor de corrección de 0,75 según Tabla A.4 de UNE-EN 50.618.

Las tablas de factores de corrección empleadas se muestran a continuación:

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

Tabla 30: Factor de corrección K1 por agrupación de cables. Fuente: Tabla B.52.17 de UNE HD 60.364-5-52.

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 31: Factor de corrección K2 por temperatura de operación distinta a 60°C. Fuente: Tabla A.4 de UNE-EN 50.618

Los procesos llevados en este apartado se pueden resumir en la siguiente tabla:

Condiciones de entrada	Representación	Valor	Unidad
Corriente máxima que puede darse	I_{sc}	10,6	A
Intensidad máxima admisible (a 60°C)	I_o	13,25	A
Sección normalizada seleccionada	S_{rama}	4	mm ²
Intensidad máxima admisible sección	I_{o2}	52	A
Factor de agrupación de cables (12 cables)	K1	0,6	
Factor de reducción por temperatura distinta a 60°C	K2	0,75	
Intensidad máxima admisible corregida	I_z	23,4	A
¿ Es capaz de soportar la intensidad ?	¿ $I_z > I_o$?	SÍ	

Tabla 32: Resumen datos para obtener la sección de cable. Fuente: Propia.

Teniendo en cuenta estas condiciones, **se elige el cable PV de 4 mm² PV ZZ-F** con referencia H1Z2Z2-K, en color rojo y negro en función del positivo y negativo de los paneles. El cable es del fabricante Top Cable. El cable seleccionado se emplea para todas las ramas que componen la instalación dado que esta sección es la que sección diseñada para la entrada y salida de los módulos y a la entrada del inversor.

- **CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA**

Mediante el **criterio de caída de tensión** se establece una caída de tensión máxima de 1,5%. Aplicando la siguiente fórmula se obtiene la sección mínima del cableado de corriente alterna:

$$S_{CA} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CA} \times I_{CA} \times \cos\varphi}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} \times \sigma(T_{max}) \times V_{linea}} = \frac{\sqrt{3} \times 35 \times 133 \times 1}{\frac{1,5}{100} \times 44 \times 400} = 30,5 \text{ mm}^2$$

Dónde:

- L_{CA} : longitud que recorre el cable desde el inversor al punto de conexión a red. Expresada en metros (m).
- I_{CA} : intensidad nominal a la salida del inversor. Expresada en Amperios (A),
- $\cos(\varphi)$: factor de potencia, se considera de valor 1 aunque puede variarse configurando los parámetros del inversor.
- ΔV_{CA} : caída de tensión del cable. Expresado en porcentaje (%).
- V_{linea} : tensión de la línea. Expresada en voltios (V)
- $\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre a la temperatura máxima que se puede dar, considerada en este caso 90°C. Equivale a: 44 ($\Omega^{-1} \cdot \text{m}/\text{mm}^2$)

Los cálculos realizados se pueden resumir en la siguiente tabla:

Condiciones de entrada	Representación	Valor	Unidad
Conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima (90°C)	$\sigma (T_{max})$	44,0	$\Omega^{-1} \cdot \text{m}/\text{mm}^2$
Tensión de la rama	V_{linea}	400,0	V
Intensidad nominal de la rama	I_{CA}	133,0	A
Caída de tensión admitida	ΔV_{CA}	1,5	%
Longitud a recorrer por el cable	L_{CA}	35,0	m
Factor de potencia	$\cos(\varphi)$	1,0	
Sección rama calculada	S_{CA}	30,5	mm^2
Sección normalizada seleccionada	S_{CA5}	35,0	mm^2

Tabla 33: Resumen calculos para obtener la sección de cable. Fuente: Propia

Atendiendo al **criterio térmico**, el cable seleccionado deberá cumplir:

$$I_o \geq 1,25 \times I_{CA} = 1,25 \times 133 = 166,25 \text{ A}$$

Dónde:

- I_o : intensidad admisible por el cable. Expresada en Amperios (A).
- I_{CA} : intensidad máxima que circula por el cable a la salida del inversor. Expresada en Amperios (A).

El proceso es el siguiente:

- Se recurre a la norma UNE HD 60364-5-52.
- Mediante la tabla B.52.1 se selecciona el método de canalización. En este caso: Cable multipolar en tubo sobre una pared de madera o de mampostería. Tipificado como B2.
- Mediante la tabla C.52.1.bis se obtiene la intensidad admisible por esta sección para un cable multipolar de 3 conductores con aislamiento XLPE.

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
A1	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
A2	PVC3	PVC2	XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3			
B1	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
B2	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
C	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
E	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
F	PVC3		PVC2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2		XLPE 3		XLPE 2			
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm ² 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

Tabla 34: Tabla C.51.1 bis. Corrientes admisibles en amperios. Temperatura ambiente 40°C en el aire. Fuente: UNE HD 60364-5-52.

A la intensidad máxima admisible de sección normalizada se le debe aplicar un factor de agrupación equivalente a la conducción de 4 cables (3f+n). El factor de conversión K1 se obtiene de la Tabla B.52.17 de UNE HD 60364-5-52 y su valor es 0,65. Las condiciones a cumplir por la sección de cable seleccionada son las siguientes:

$$I_z = K1 \times I_{02}$$

$$I_z \geq I_0$$

Se realizan iteraciones a partir de la sección de 70 mm² para comprobar qué sección cumple las condiciones.

Sección Normalizada	I_{02}	I_z	$I_z \geq I_0$
70	178	115,7	NO
95	216	140,4	NO
120	251	163,15	NO
150	289	187,85	SÍ

Tabla 35: Iteraciones. Fuente: Propia

Los procesos realizados se resumen en la siguiente tabla:

Condiciones de entrada	Representación	Valor	Unidad
Corriente máxima que puede darse	I_{AC}	133,00	A
Intensidad máxima admisible	I_0	166,25	A
Factor de agrupamiento	K1	0,65	
Sección seleccionada (Met. B, XLPE3)	S_{CA}	150,00	mm ²
Intensidad admisible con la sección	I_{02}	289,00	A
Intensidad admisible corregida	I_z	187,85	
¿ Es capaz de soportar la intensidad ?	¿ $I_z > I_0$?	SÍ	

Tabla 36: Resumen calculos para obtener la sección de alterna. Fuente: Propia

El cable seleccionado para las fases tiene una sección de 150mm².

La sección del neutro se obtiene a partir de la tabla siguiente obtenida de la ITC-BT-07. Según esta, la sección del neutro necesaria depende de la sección del conductor de fase, para este caso la sección del conductor de fase es de 150 mm² y la del neutro obtenida de la tabla es de 70 mm².

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Tabla 37: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase. Fuente: REBT

El cable seleccionado es del tipo RV-K 3x150/70mm² se elige el cable del fabricante Top Cable, con conductor de cobre y material aislante XLPE.

3.2.11 Dimensionado tubos

Los conductores se instalan bajo tubo para protegerlos de roedores que puedan dañarlos y de las condiciones ambientales. Esta protección alarga su vida útil. Para el dimensionado de los tubos se recurre al REBT, en concreto a la ITC-BT-21 en la que se remite a la norma UNE-EN 61386-21:2005 (tubo rígido) o UNE-EN 61386-23:2005 (tubo flexible) en función del tipo de tubo a emplear.

Según la norma, el perfil tubular a instalar depende del tipo de instalación.

- Para el tramo de continua al ser una canalización fija en superficie se emplea preferentemente tubo rígido. Este tipo de tubo según la normativa debe cumplir las siguientes características mecánicas:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 38: Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas. Fuente: REBT (ITC-BT-21)

- Para el tramo de alterna al ser una canalización empotrada en pared se emplea tubo del tipo flexible. Según la normativa el tubo debe cumplir las siguientes características mecánicas:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60 °C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 39: Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas. Fuente: REBT (ITC-BT-21)

El criterio de la selección del tubo a instalar sigue la siguiente tabla, en la que se muestran los diámetros exteriores de los tubos en función del número y la sección de los conductores a conducir:

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

Tabla 40: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: REBT (ITC-BT-21)

En función de la norma y teniendo en cuenta el diseño de la instalación:

- Para los tramos de corriente continua: se conducen como máximo 5 conductores de 4mm² de sección, por lo que es necesario un diámetro exterior de los tubos a emplear de 20mm. Se empleará este diámetro de forma genérica para toda la instalación dejando margen para futuras ampliaciones.
- Para el tramo de corriente alterna: se conducen 3 conductores de fase con una sección de 150mm² y el conductor neutro de 75 mm² por lo que es necesario un diámetro exterior del tubo a emplear de 75mm.

Se concluye que se necesitan tubos de características y diámetros diferentes en función del tramo: **tubo rígido con diámetro exterior de 20 mm para los tramos de continua y tubo flexible con diámetro exterior de 75 mm para el tramo de alterna.**

3.2.12 Protecciones

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Por lo que la instalación incorpora los siguientes elementos de protección:

- Interruptor general manual que será un magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.
- Interruptor automático diferencial, para proteger a las personas en caso de derivación.

- Interruptor automático de interconexión, para evitar que la instalación funcione en modo isla. Con rearme automático cuando la red restablezca los valores de trabajo.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

Si se revisa el apartado del inversor se observa que para el lado de CC todas las protecciones están incluidas en el inversor, mientras que para el lado de CA también incluye las protecciones, pero la normativa obliga a la instalación de un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial.

- Dimensionado interruptor magnetotérmico

El interruptor magnetotérmico es el encargado de desconectar el circuito en caso de cortocircuito o sobrecarga. A diferencia de los fusibles, este se puede rearmar y no es necesario reemplazarlo cuando se active. Para dimensionar este dispositivo se sigue la norma UNE HD 60364-4-43:2013.

Las características de funcionamiento de este dispositivo para que se proteja el cable de sobrecargas deben cumplir las siguientes condiciones:

$$133 A = I_B \leq I_n \leq I_Z = 187,85 A$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z = 272,38 A$$

Donde:

- I_B : es la intensidad de diseño del circuito, es decir, la intensidad a la salida del inversor.
- I_Z : es la intensidad permanente admisible por el cable, es decir, la intensidad máxima admisible del cable.
- I_n : es la intensidad asignada del dispositivo de protección.
- I_2 : es la intensidad efectiva asegurada en funcionamiento en el tiempo convencional del dispositivo de protección.

Para la protección frente a cortocircuitos la norma especifica que el poder de corte del dispositivo de protección deberá ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima calculada en el punto de instalación del dispositivo. La intensidad de cortocircuito máxima para este caso es la del punto de alimentación y la proporciona la compañía de suministro (Iberdrola) siendo su valor de 30 kA. Esta relación se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$30 kA = I_{CCMAX} \leq Pdc_{dispositivo}$$

La energía máxima disipada por el dispositivo debe ser menor que la energía máxima admisible de la línea a proteger:

$$K^2 \times S^2 > I_m^2 \times t$$

Donde:

- K: es el coeficiente específico que viene determinado por el material del conductor del cable instalado y su aislante. Para este caso, cobre con aislante XLPE. Su valor es de 143.
- I_m : es la intensidad de disparo magnético del dispositivo de protección

- t : tiempo de actuación del dispositivo de protección frente al cortocircuito. Su valor es de 0,1s para este caso.
- S : sección de la fase en el tramo a proteger. Su valor es de 150 mm².

La intensidad de cortocircuito mínima deberá ser mayor que la intensidad de disparo magnético del dispositivo.

$$I_{CCMIN} > I_m$$

El valor de la intensidad de cortocircuito mínima se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$I_{CCMIN} = \frac{0,8 \times U}{(Z_F + Z_N)}$$

Donde:

- U : tensión fase-neutro. En este caso 230 V.
- Z_L : es la impedancia total, obtenida como la suma de la impedancia del cable de fase más la impedancia del cable del neutro, para las condiciones más desfavorables. Su valor se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Como la sección de los cables no supera los 150 mm² se considera la reactancia inductiva (X) de este despreciable.

$$X = 0 \rightarrow Z = R$$

Se debe obtener tanto la resistencia de la fase como la del neutro, para ello se emplea la siguiente fórmula.

$$R = \frac{L \times \rho_{CU90^0}}{S}$$

Donde:

- L : es la longitud del cable en m. El cable de alterna tiene una longitud de 35m.
- ρ_{CU90^0} : es la resistividad del cobre a la temperatura de 90°C, cuyo valor es 0,02198 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- S : es la sección del cable, en mm².

Se calcula para la fase y el neutro:

$$R_F = \frac{L \times \rho_{CU90^0}}{S_F} = \frac{35 \times 0,02198}{150} = 5,13 \times 10^{-3} \Omega$$

$$R_N = \frac{L \times \rho_{CU90^0}}{S_N} = \frac{35 \times 0,02198}{70} = 1,1 \times 10^{-2} \Omega$$

Despejando obtenemos:

$$I_{CCMIN} = \frac{0,8 \times U}{(R_F + R_N)} = \frac{0,8 \times 230}{(1,1 + 0,513) \times 10^{-2}} = 11,415 \text{ kA}$$

Las condiciones expuestas que debe cumplir el interruptor magnetotérmico se pueden resumir en:

$$133A \leq I_n \leq 187,85A$$

$$I_2 \leq 272,38 A$$

$$Pdc_{dispositivo} \geq 30 kA$$

$$I_m < \frac{141 \times 150}{\sqrt{0,1}} = 66,88kA$$

$$I_m < 11,415kA$$

Dadas las condiciones a cumplir por el dispositivo y que en el mercado existen dispositivos que incorporan protección magnetotérmico y diferencial, se opta por determinar las condiciones que debe cumplir el interruptor diferencial y buscar en el mercado un dispositivo que se ajuste a las características eléctricas aquí calculadas.

- Dimensionado interruptor diferencial

El interruptor diferencial permite desconectar el circuito cuando la corriente que entra y la que sale difieren en un determinado valor (para este caso 300mA). Este elemento es el encargado de proteger frente a contactos directos e indirectos. Para el dimensionado del diferencial se sigue la norma: UNE-HD 60364-4-41:2018.

Al haber conectado un magnetotérmico será necesario que el diferencial satisfaga las siguientes condiciones con respecto a este:

$$I_n(\text{Diferencial}) \geq I_n(\text{Magnetotérmico}) = 160A$$

$$Pdc(\text{Diferencial}) \geq Pdc(\text{Magnetotérmico}) = 36kA$$

Se concluye que se empleará un interruptor diferencial de sensibilidad de 300 mA, con una corriente nominal de 160 A y un poder de corte igual a 36 kA.

El dispositivo elegido que cumple todas las condiciones citadas es un interruptor automático con diferencial del fabricante Legrand, en concreto el modelo DPX3 160.

3.2.13 Puesta a tierra

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

Las principales condiciones de puesta a tierra son las siguientes:

- La puesta a tierra de la instalación debe ser independiente de las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.
- Se debe asegurar el aislamiento galvánico entre la red de baja tensión y el generador fotovoltaico en caso de no disponer de transformador el inversor. Respecto a este punto, el

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicó una nota informativa en la que se especifica que las funciones que debe cumplir el inversor en lo referente a la separación galvánica son:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad personal.
- Evitar la inyección de corriente continua en la red.
- Todas las masas de la instalación, tanto de continua como de alterna, deben estar conectadas a una única tierra.

Respecto al aislamiento galvánico, viene asegurado por las protecciones internas que integra el inversor que en su actuación conjunta proporcionan un nivel de seguridad equivalente al de un transformador de aislamiento galvánico.

El esquema de puesta a tierra de la instalación es del tipo TT. Para el dimensionado de la puesta a tierra se recurre al REBT en concreto a la ITC-BT-18.

A continuación, se dimensiona el electrodo de la puesta a tierra asegurando que su resistencia cumple la normativa. Para ello se calcula la resistencia máxima mediante la siguiente fórmula:

$$R_{admissible} = \frac{U_L}{I\Delta n} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

Dónde:

- U_L : es la tensión de contacto límite convencional establecida por la normativa. En este caso, su valor es 24V por ser un emplazamiento susceptible a estar húmedo.
- $I\Delta n$: es la corriente de defecto, en este caso al emplear un ID se establece como corriente de defecto la sensibilidad de este. En este caso 300 mA.

Al calcular se obtiene que la resistencia admisible tiene un valor de 80 Ω .

El electrodo a emplear será una pica, por lo que se procede a dimensionar su longitud mediante la fórmula aportada en la Tabla 5 de la ITC BT-18.

$$R_{pica} = \frac{\rho_T}{L_{pica}} = \frac{200 \Omega \times m}{L_{pica}} = 80 \Omega$$

$$L_{pica} = \frac{200}{80} = 2,5 m$$

Dónde:

- ρ_T : es la resistividad del terreno. Este dato se obtiene de la ITC BT-18 donde se encuentran tabuladas las resistividades de distintos terrenos. Teniendo en cuenta la ubicación de la instalación y el tipo de terreno, se opta por la resistividad más restrictiva, en este caso será de 200 $\Omega \cdot m$.
- L_{pica} : es la longitud de la pica vertical empleada.

Despejando la fórmula anterior se obtiene que la longitud de la pica necesaria es de 2,5 m.

Siguiendo las recomendaciones de la ITC BT-18 se concluyen las siguientes características de la puesta a tierra de la instalación:

- La profundidad de enterramiento de la puesta a tierra nunca será menor a 0,5 m.
- La sección de los conductores de protección se obtiene del apartado 3.4 del REBT, siguiendo la siguiente tabla. Los valores obtenidos deben ser secciones normalizadas.

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

Tabla 41: Sección de los conductores de protección en función de los conductores de fase. Fuente: REBT.

Por tanto, la sección de los conductores de protección se presenta en la siguiente tabla:

Tramo	Sección fase (mm ²)	Sección conductor de protección (mm ²)
Corriente continua	4	4
Corriente alterna	150	95

Tabla 42: Resumen secciones de conductor de protección. Fuente: Propia

En conclusión, la resistencia de puesta a tierra será de 80Ω y la longitud de la pica de 2,5m. Los conductores de protección empleados tendrán una sección de 4 mm² para el lado de continua y 95 mm² para el de alterna.). Como se explica en el apartado de memoria técnica, no se debe crear una nueva puesta a tierra, siendo posible el empleo de la ya existente en el centro educativo.

3.2.14 Producción Anual Esperada

Para el cálculo de la producción anual esperada se recurre al programa informático PVsyst V.7.2.4. PVsyst es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos. Este software ha sido desarrollado por la Universidad de Ginebra que cuenta con un reconocido prestigio y otorgando fiabilidad para el análisis de instalaciones fotovoltaicas.

Este programa cuenta con una amplia base de datos que permite caracterizar la instalación fotovoltaica de estudio. Se introducen los datos de la instalación: localización, tipo de instalación fotovoltaica, parámetros eléctricos de los equipos seleccionados, inclinación y orientación de los módulos. Para proceder a la simulación, antes se representa la instalación en 3D y también los obstáculos cercanos, lo que permite tener en cuenta las pérdidas por sombras, estas afectan a la producción eléctrica y pueden ser un problema importante en ciertos casos.

Una vez definidos los parámetros del proyecto, se realiza la simulación obteniendo los resultados referidos en la siguiente tabla:

Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	74.1	25.30	10.90	139.4	113.0	9.43	9.23	0.747
February	86.7	37.20	10.90	131.2	117.9	9.78	9.56	0.823
March	140.0	51.80	13.70	176.3	165.4	13.38	13.07	0.837
April	163.6	64.20	15.80	169.9	158.0	12.78	12.49	0.830
May	207.3	75.70	19.50	187.6	173.4	13.81	13.49	0.812
June	216.4	80.90	23.60	184.9	170.5	13.45	13.13	0.802
July	219.1	79.90	26.70	192.4	177.7	13.75	13.42	0.788
August	188.0	73.70	26.80	187.0	174.1	13.48	13.15	0.794
September	140.1	56.00	22.80	162.7	152.1	11.94	11.66	0.809
October	107.1	44.70	19.30	152.5	140.4	11.17	10.91	0.808
November	75.3	28.60	13.80	131.0	110.6	9.13	8.93	0.770
December	59.1	25.90	10.60	109.9	85.0	7.16	7.01	0.720
Year	1676.8	643.90	17.91	1924.9	1737.9	139.27	136.06	0.798

Tabla 43: Producción anual esperada. Fuente: PV Syst

De los resultados se obtiene que la producción de energía anual es de 136,06 MWh.

4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

El análisis de viabilidad es el apartado de mayor relevancia con respecto a la realización del proyecto. En función de los resultados obtenidos de este, se decide si interesa o no llevar a cabo el proyecto en la realidad, asumiendo el riesgo que conlleva este tipo de inversiones. Debido a estas características, es importante realizar un preciso y correcto análisis de viabilidad, que permita entender las particularidades de la inversión y conocer la posible rentabilidad de esta.

Antes de comenzar el análisis se hacen ciertas consideraciones acerca del panorama económico y energético que serán de utilidad para los cálculos posteriores:

- Desde el inicio de desarrollo de este proyecto hasta la actualidad, el panorama energético europeo ha cambiado mucho. Una serie de factores están alterando el precio de la energía al alza, principalmente el aumento del precio del gas natural debido a la Guerra entre Rusia y Ucrania. Debido al aumento del precio del gas se encarece la producción de energía eléctrica, lo que está aumentando el precio de este tipo de energía situando el promedio del primer trimestre de 2022 en 210 €/MWh.
- Respecto a la inflación, las inyecciones de dinero que se realizaron durante la pandemia para no dejar caer la economía está teniendo sus repercusiones en la actualidad. Esto sumado al encarecimiento de la energía ya mencionado, ha provocado que se dispare la inflación hasta el 7,2% (según BCE). Se estima una inflación del 1,5% anual para los próximos 25 años.
- Para los cálculos económicos de este apartado, debido a la variación de precios y a la complejidad para hacer los cálculos que se deriva de las condiciones cambiantes del mercado se estimarán ciertos apartados persiguiendo el escenario menos favorable. Por lo que, se estima el precio de la energía absorbida de red en 118,7 €/MWh que fue el precio medio en 2021 y el precio de la energía vertida a red en 47 €/MWh.
- Para los cálculos de producción energética se debe tener en cuenta la degradación de los paneles fotovoltaicos, para este caso, en la ficha técnica de los paneles el fabricante garantiza cierto rendimiento en función del periodo de instalación.
- Dada su complejidad para estimarlas de manera precisa se estiman unas condiciones de autoconsumo de 70% en autoconsumo y 30% de vertido en red. Se debe tener en cuenta que requeriría un estudio en mayor profundidad para conocer realmente esos porcentajes de autoconsumo y de vertido a red de la instalación.
- Se debe tener en cuenta que el marco regulatorio seleccionado es una instalación de autoconsumo acogida a compensación simplificada. En este caso, Iberdrola que es la empresa distribuidora ofrece una compensación variable mes a mes. En resumen, el excedente energético se compensa cada mes en el término de consumo variable de la factura, se limita esta compensación a un máximo de la energía consumida, es decir, el consumo variable podrá tener un valor de 0. En el apartado de marco regulatorio de la introducción se explica en mayor profundidad cómo funciona esta compensación.

Teniendo en cuenta estas características y realizando los cálculos pertinentes se obtiene la siguiente tabla que nos permite realizar el análisis económico.

Año	Energía autoconsumida (MWh)	Energía vertida a red (MWh)	Coste mantenimiento (€)	Ahorro anual en factura (€)	Flujo de caja (€)	Ahorro acumulado (€)
0	0	0	0	0	-132.301,15	-132.301,15
1	92,85	39,79	-800	11.521,62	10.721,62	-121.579,53
2	92,28	39,55	-812,00	11.472,57	10.660,57	-110.918,96
3	91,71	39,30	-824,18	11.423,53	10.599,35	-100.319,61
4	91,14	39,06	-836,54	11.374,49	10.537,94	-89.781,66
5	90,57	38,82	-849,09	11.325,44	10.476,35	-79.305,31
6	90,00	38,57	-861,83	11.276,40	10.414,57	-68.890,74
7	89,43	38,33	-874,75	11.227,36	10.352,60	-58.538,14
8	88,85	38,08	-887,88	11.178,31	10.290,44	-48.247,70
9	88,28	37,84	-901,19	11.129,27	10.228,07	-38.019,63
10	87,71	37,59	-914,71	11.080,22	10.165,51	-27.854,12
11	87,14	37,35	-928,43	11.031,18	10.102,75	-17.751,37
12	86,57	37,10	-942,36	10.982,14	10.039,78	-7.711,59
13	86,00	36,86	-956,49	10.933,09	9.976,60	2.265,01
14	85,43	36,61	-970,84	10.884,05	9.913,21	12.178,21
15	84,85	36,37	-985,40	10.835,01	9.849,60	22.027,81
16	84,28	36,12	-1.000,19	10.785,96	9.785,78	31.813,59
17	83,71	35,88	-1.015,19	10.736,92	9.721,73	41.535,32
18	83,14	35,63	-1.030,42	10.687,87	9.657,46	51.192,78
19	82,57	35,39	-1.045,87	10.638,83	9.592,96	60.785,73
20	82,00	35,14	-1.061,56	10.589,79	9.528,23	70.313,96
21	81,43	34,90	-1.077,48	10.540,74	9.463,26	79.777,22
22	80,85	34,65	-1.093,65	10.487,31	9.393,66	89.170,88
23	80,28	34,41	-1.110,05	10.430,28	9.320,23	98.491,11
24	79,71	34,16	-1.126,70	10.373,25	9.246,55	107.737,67
25	79,14	33,92	-1.143,60	10.316,23	9.172,62	116.910,29

Tabla 44: Análisis económico. Fuente: Propia

4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un indicador financiero que permite calcular el valor presente de un conjunto de flujos de cajas futuras (ganancias y gastos) como consecuencia a una inversión. El procedimiento consiste en descontar respecto al momento inicial todos los flujos de caja futuros generados en el proyecto y comparar la cantidad obtenida con la inversión inicial. Para ello, los flujos de caja deben ser descontados a un interés determinado (en este caso 1,5%). Una vez realizado este proceso el cálculo obtenido (VAN) expresa la rentabilidad del proyecto.

La expresión empleada para calcular el VAN es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 = 75.263,04 \text{ €}$$

Al obtener un VAN positivo este nos indica que la inversión es rentable, además esta rentabilidad es elevada.

4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. La TIR se utiliza como indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR mayor será la rentabilidad del proyecto.

El TIR se calcula igualando el VAN a 0. Para ello se emplea la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \rightarrow TIR = 6\%$$

Al obtener un TIR mayor que la tasa de descuento se concluye que la inversión tiene una rentabilidad interesante.

4.3 PERIODO DE RETORNO

El periodo de retorno de una inversión es el valor que mide el periodo temporal en el que se recuperará el total de la inversión. Este valor permite valorar la liquidez del proyecto como su riesgo.

El periodo de retorno calculado es de 12,76 años. Observando la tabla de cálculos anterior, se observa que no es hasta el undécimo año que el ahorro acumulado pasa a ser positivo. Si se tiene en cuenta la hipótesis que considera que el periodo de amortización es de 25 años todavía quedarían 12 años en los que el ahorro acumulado se encuentra en términos positivos. Lo que da una aproximación de los beneficios monetarios que tendría realizar esta inversión.

5. CONCLUSIONES

En los diferentes apartados que componen este proyecto se ha estudiado, analizado y presentado las distintas partes que engloban el diseño y desarrollo de esta instalación solar fotovoltaica en el IES Jorge Juan.

Primeramente, se determina que a nivel técnico es viable la instalación de un campo fotovoltaico en las cubiertas que conforman el centro educativo. Según el RD244/2019 de 5 de abril, la instalación se acoge a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación simplificada, compensando en periodos mensuales el excedente energético vertido a red por el término de consumo variable de la factura.

Respecto al rendimiento económico del proyecto, para el presupuesto calculado y el periodo de amortización asignado se determina que la instalación fotovoltaica diseñada se amortiza en un periodo de 12,76 años, generando un beneficio a los 25 años de 116.910€. También, cabe mencionar que los indicadores del VAN y el TIR arrojan resultados positivos, lo que valora positivamente la realización de esta inversión.

Finalmente, se repasa el contexto político y energético actual para evaluar el contexto en el que se realiza la inversión.

Como se explica en la introducción del proyecto, desde la Unión Europea se persigue el cumplimiento de la Agenda 2030. En ella se busca reemplazar parte de la producción de energías a partir de combustibles fósiles por energía de origen renovable y sostenible como la fotovoltaica. Siguiendo esta línea, los dirigentes españoles junto a sus homólogos europeos continúan desarrollando normativas que penalicen la producción de energía a partir de combustibles fósiles e incentiven a las energías renovables. Un ejemplo de esto es el RD 477/2021 de 29 de junio, en el que se aprueba un programa de incentivos ligados al autoconsumo.

Por otro lado, en el contexto internacional, la guerra Ucrania-Rusia y el posicionamiento de la Unión Europea apoyando a Ucrania ha provocado que disminuya la importación de gas procedente de Rusia, lo que ha encarecido su coste y por tanto la producción eléctrica a partir de este recurso. La repercusión que ha tenido este hecho se aprecia en el aumento del precio de la electricidad obtenida a partir del gas en el mercado eléctrico español. Esto se entiende teniendo en cuenta que el mercado eléctrico español es del tipo "marginalista". En este sistema de mercado marginalista, el precio de la electricidad se divide en 24 periodos y dentro de cada periodo el precio viene determinado por la casación entre las curvas de demanda de las comercializadoras y la curva de oferta de los generadores. El precio de venta se obtiene en la casación de estas dos curvas, es decir, donde se corten las curvas en la gráfica. Toda la energía será vendida al precio que marque el punto de casación.

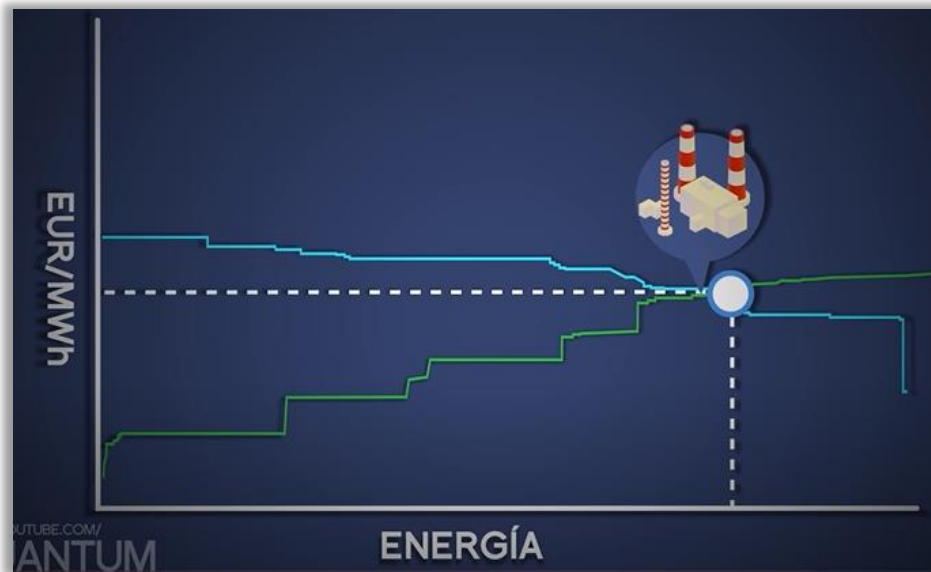


Figura 31: Ejemplo de gráfica funcionamiento del mercado eléctrico español. En verde se aprecia la oferta de los generadores ordenada de menor a mayor precio de la energía en función del proceso productivo. En azul se aprecia la curva de demanda de las comercializadoras en la que se fija el precio que están dispuestos a pagar por la energía de mayor a menor. Donde cortan ambas curvas se encuentra el punto de casación, que determina el precio que se paga por la energía. En el punto de casación se observa una central que utiliza gas para la producción energética. Fuente: Quantum Fracture

Entonces, el aumento del precio del gas provoca el aumento del coste para la producción de electricidad a partir de este. Dado que este modo de producción de energía es el más caro del sistema eléctrico y al ser el mercado eléctrico un sistema marginalista, el precio de venta de la energía se iguala a partir de este (se iguala al alza), lo que lleva a aumentar el precio de la energía eléctrica. En resumen, debido al sistema que rige el mercado eléctrico, el precio de la electricidad lo marca la tecnología de producción más cara y en la actualidad esta es el gas.

Estos hechos han llevado a situar el precio del MWh por encima de los 110€ en los últimos meses. Alcanzando su precio máximo el 8 de marzo de 2022, con un valor de 545€/MWh. En la siguiente figura se observa la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista español.

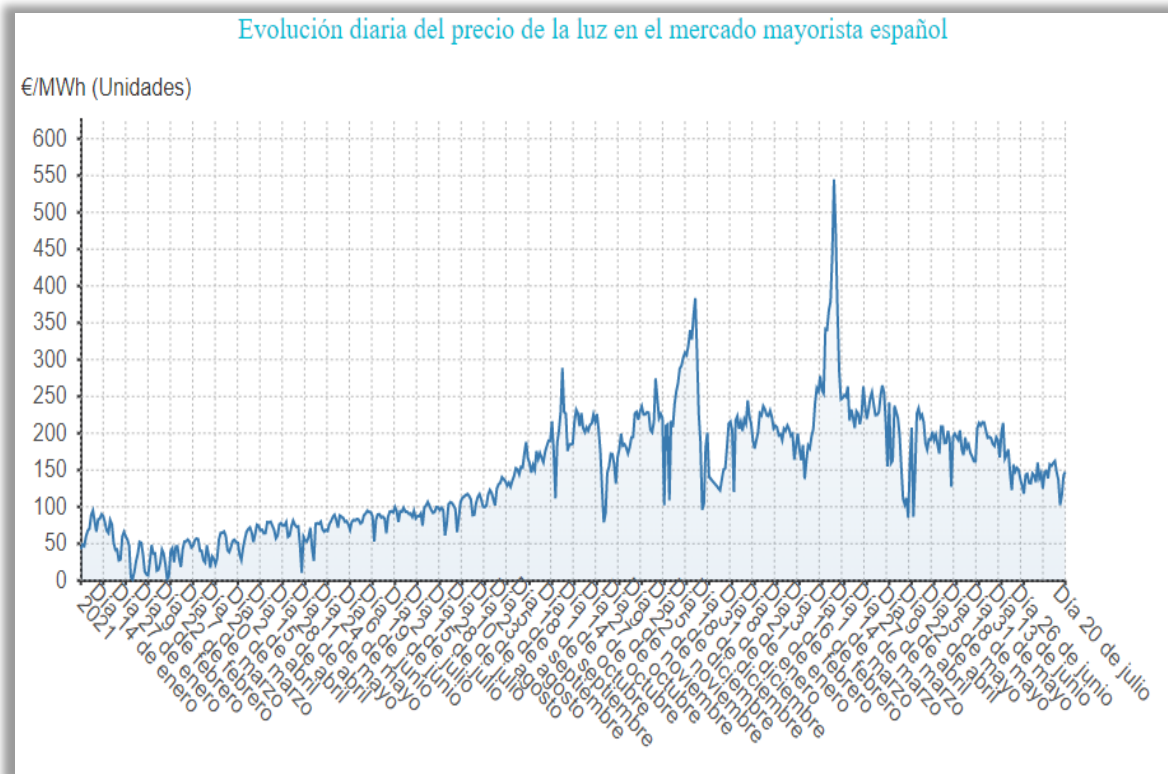


Figura 32: Evolución del precio de la luz en el mercado mayorista español. Fuente: OMIE

Debido a estos acontecimientos que han desencadenado una subida tan abrupta en el precio de la energía eléctrica para el consumidor, el gobierno presentó el RD-ley 10/2022 de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal (con una duración de 12 meses) un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, este mecanismo se basa en limitar el precio del gas para producción eléctrica.

En conclusión, la realización del proyecto es viable en términos de diseño técnico, rentable en términos económicos e interesante dado el apoyo de las instituciones por el desarrollo e implementación de esta tecnología y debido a la inestabilidad en el mercado energético español que puede producir el encarecimiento de los combustibles fósiles.

6. BIBLIOGRAFÍA

6.1 REFERENCIAS

ONLINE:

- 2021. UNEF. Informe anual 2021: Energía solar fotovoltaica oportunidad para la sostenibilidad.
<https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>
- 2021. GlobalData
<https://www.globaldata.com/>
- 2020. IDAE. Guía profesional de tramitación del autoconsumo.
<https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>
- 2021. Google Earth
<https://earth.google.com/web/>
- 2021. PV-GIS
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- 2020. El periódico de la energía. Historia de la fotovoltaica en España.
<https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>
- 2021. Sun Earth Tools.
<https://www.sunearthtools.com>
- 2018. El Instituto de Energía Solar. Gráficos significativos energía solar fotovoltaica.
https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_Espa%C3%B1a.pdf
- 2011. IDAE. Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.
<https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>
- 2022. Electricity Maps
<https://electricitymaps.com/>
- 2022. Red Eléctrica Española
<https://www.ree.es/>

CURSOS CENTRO FORMACIÓN CONTINUA Y PERMANENTE [UPV]:

- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA - UNA APUESTA DE FUTURO SOSTENIBLE (15 horas).
- INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (60 horas).
- INTRODUCCIÓN A LAS TOMAS DE TIERRA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS. APLICACIÓN A INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (2 horas)

LIBROS:

- “El Green New Deal Global”, Jeremy Rifkin. 2019
- “Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas”, Amador Martínez Jiménez. 2012
- “Energía solar: De la utopía a la esperanza”, Ignacio Mártil de la Plaza. 2020

7. ANEXOS

ANEXO I: INFORME SIMULACIÓN PVsyst



Version 7.2.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Centro Educativo Sagunto

Variant: Centro Educativo Sagunto

Tables on a building

System power: 88.6 kWp

Valencia - Spain

PVsyst TRIAL



PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

Project summary

Geographical Site Valencia Spain	Situation Latitude 39.50 °N Longitude -0.47 °W Altitude 62 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Valencia MeteoNorm 8.0 station - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	User's needs Unlimited load (grid)
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 45 / 8 °	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	
System information	Inverters	
PV Array Nb. of modules 216 units Pnom total 88.6 kWp	Nb. of units 1 Unit Pnom total 80.0 kWac Pnom ratio 1.107	

Results summary

Produced Energy 136.1 MWh/year	Specific production 1536 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 79.81 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
CO ₂ Emission Balance	8



PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds		Transposition	
Fixed plane		15 units		Perez	
Tilt/Azimuth		Sizes		Diffuse	
45 / 8 °		Sheds spacing		Perez, Meteororm	
		2.82 m		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		1.00 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		35.5 %			
		Shading limit angle			
		Limit profile angle			
		18.5 °			
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect			
		100 %			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer		Manufacturer	
Generic		Generic	
Model		Model	
JKM410M-72H		GW80KHV-MT	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power		Unit Nom. Power	
410 Wp		80.0 kWac	
Number of PV modules		Number of inverters	
216 units		4 * MPPT 25% 1 units	
Nominal (STC)		Total power	
88.6 kWp		80.0 kWac	
Modules		Operating voltage	
12 Strings x 18 In series		200-1000 V	
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	
Pmpp		88.0 kWac	
81.0 kWp		Pnom ratio (DC:AC)	
U mpp		1.11	
672 V			
I mpp			
121 A			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)		Total power	
89 kWp		80 kWac	
Total		Nb. of inverters	
216 modules		1 Unit	
Module area		Pnom ratio	
435 m²		1.11	
Cell area			
386 m²			

Array losses

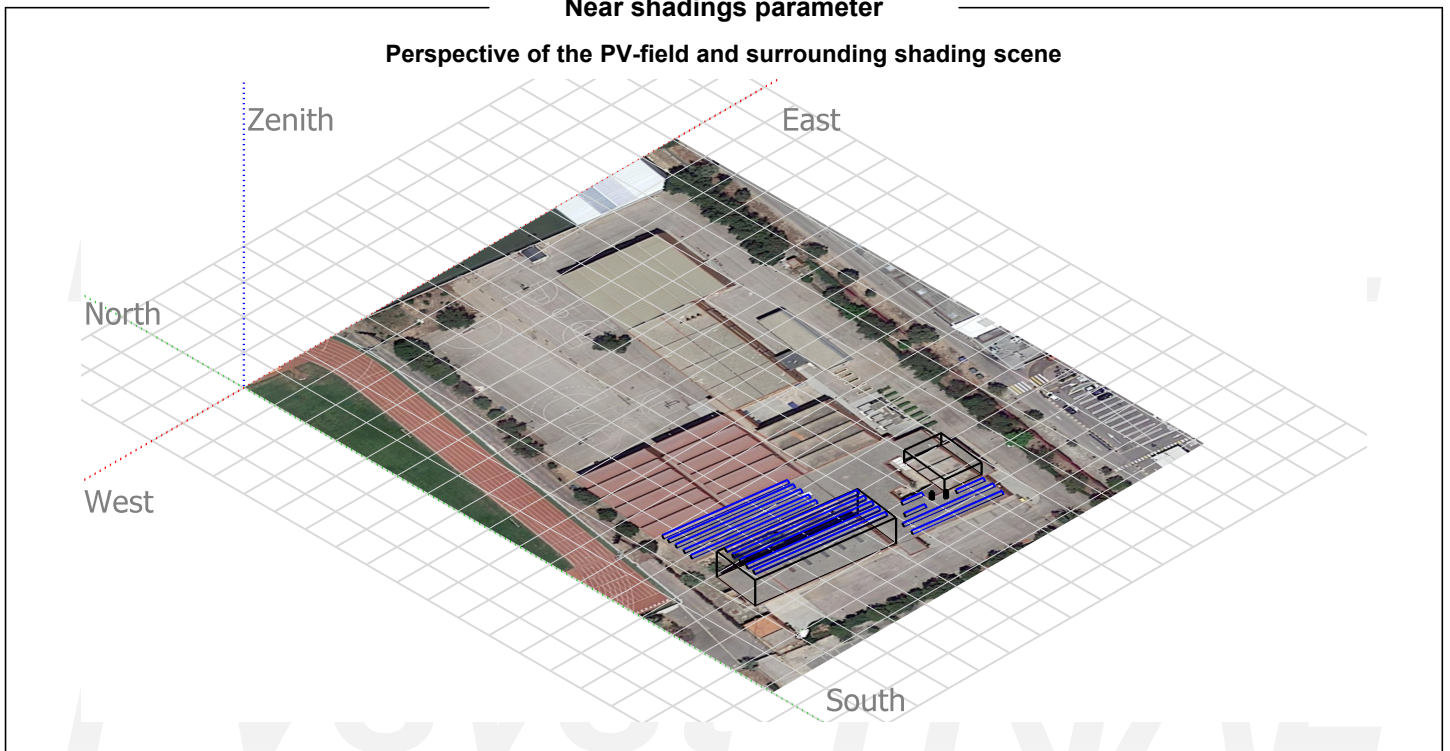
Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)		93 mΩ		-0.8 %				
20.0 W/m²K		Loss Fraction						
Uv (wind)		1.5 % at STC						
0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction		Loss Fraction						
2.0 % at MPP		0.1 %						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



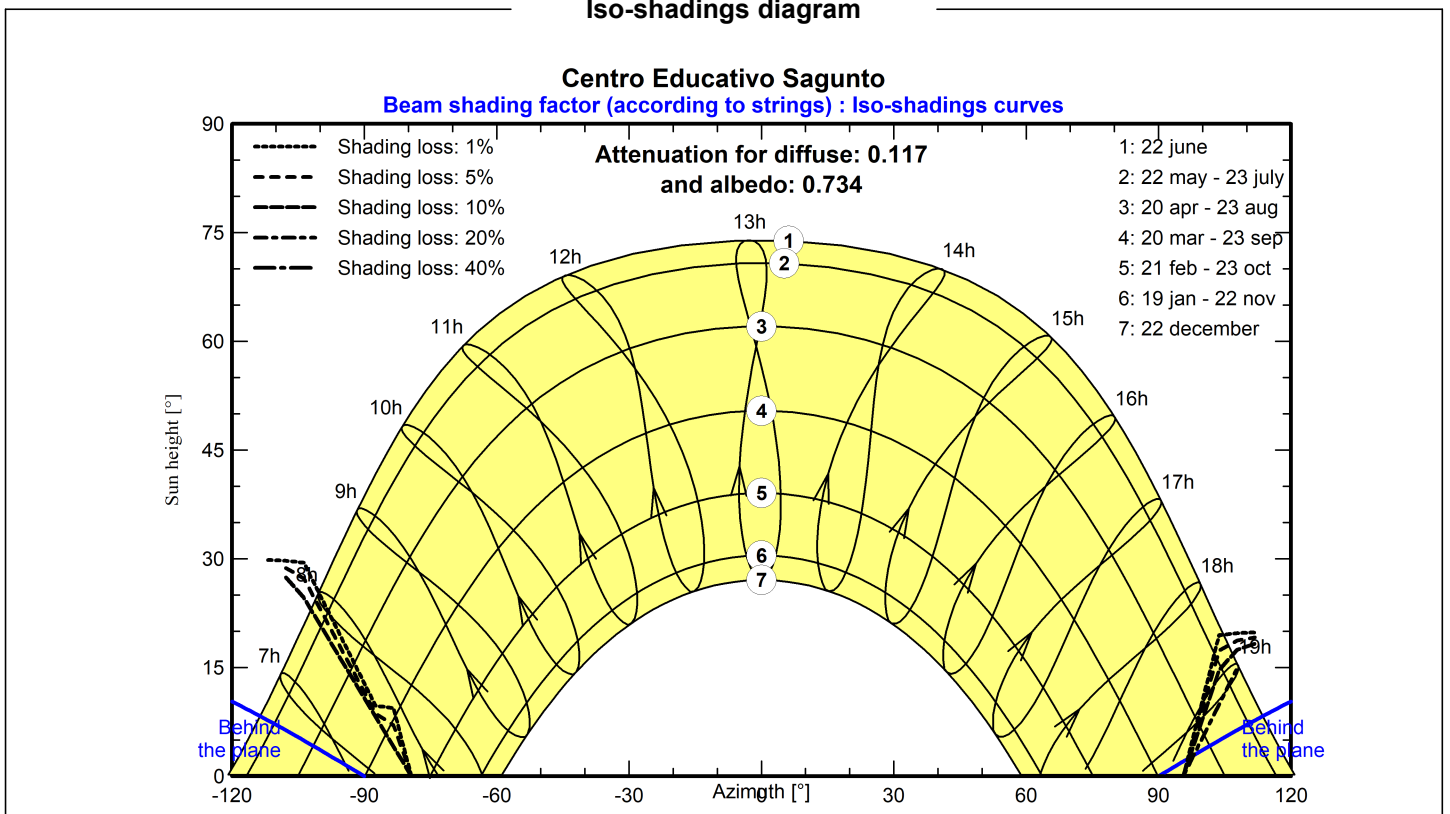
PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

Main results

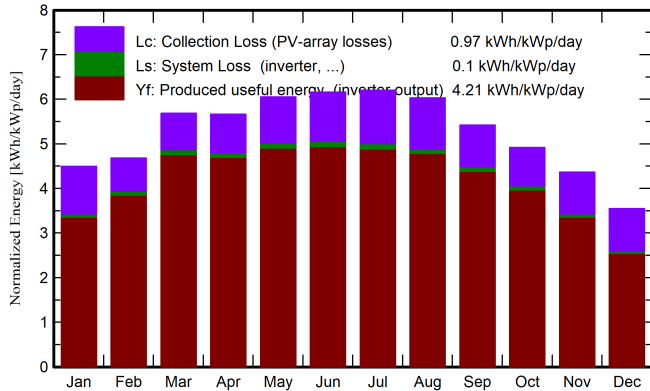
System Production

Produced Energy 136.1 MWh/year

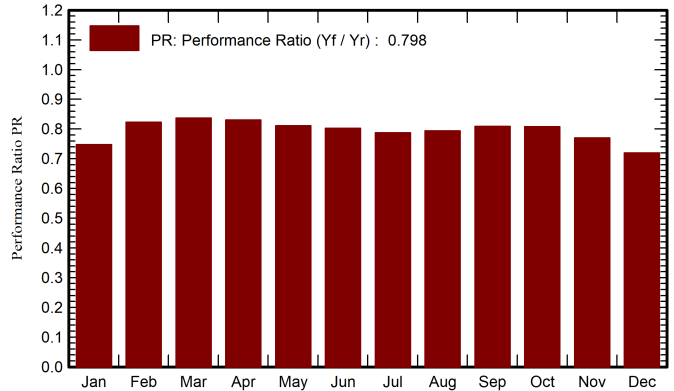
Specific production
Performance Ratio PR

1536 kWh/kWp/year
79.81 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	74.1	25.30	10.90	139.4	113.0	9.43	9.23	0.747
February	86.7	37.20	10.90	131.2	117.9	9.78	9.56	0.823
March	140.0	51.80	13.70	176.3	165.4	13.38	13.07	0.837
April	163.6	64.20	15.80	169.9	158.0	12.78	12.49	0.830
May	207.3	75.70	19.50	187.6	173.4	13.81	13.49	0.812
June	216.4	80.90	23.60	184.9	170.5	13.45	13.13	0.802
July	219.1	79.90	26.70	192.4	177.7	13.75	13.42	0.788
August	188.0	73.70	26.80	187.0	174.1	13.48	13.15	0.794
September	140.1	56.00	22.80	162.7	152.1	11.94	11.66	0.809
October	107.1	44.70	19.30	152.5	140.4	11.17	10.91	0.808
November	75.3	28.60	13.80	131.0	110.6	9.13	8.93	0.770
December	59.1	25.90	10.60	109.9	85.0	7.16	7.01	0.720
Year	1676.8	643.90	17.91	1924.9	1737.9	139.27	136.06	0.798

Legends

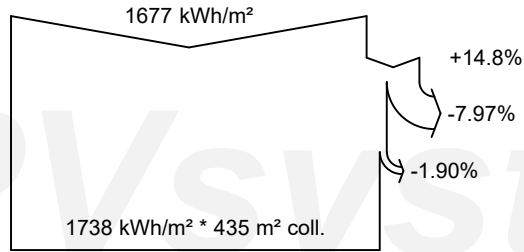
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



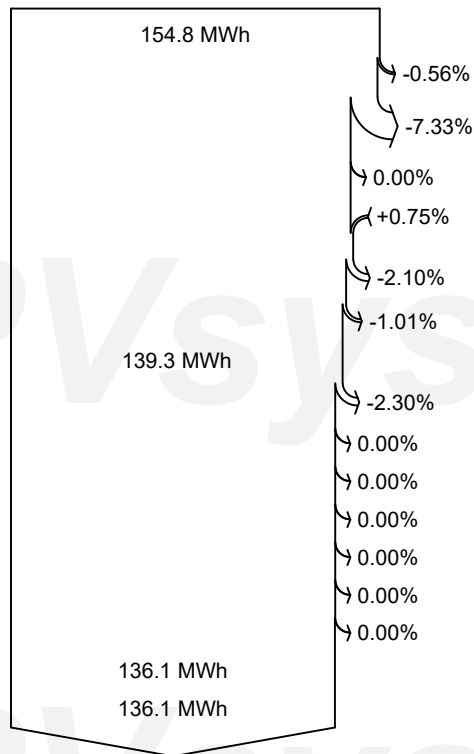
PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

Loss diagram



efficiency at STC = 20.49%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Shadings: Electrical Loss acc. to strings

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

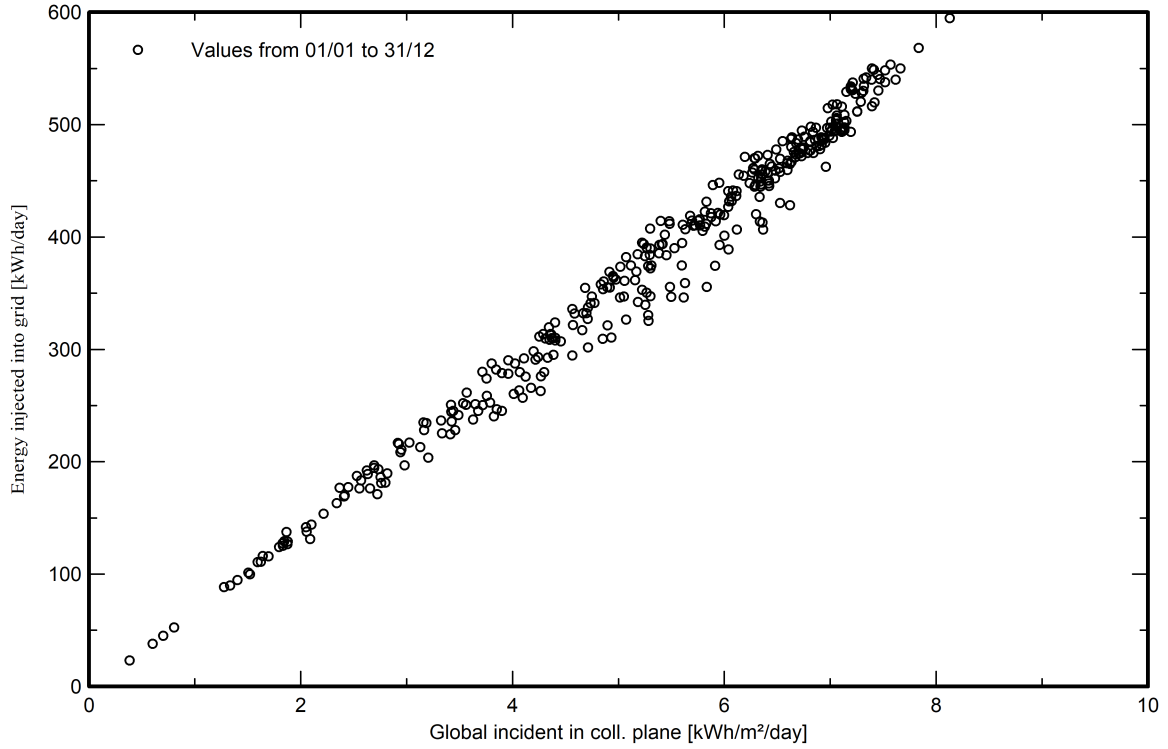


PVsyst V7.2.4

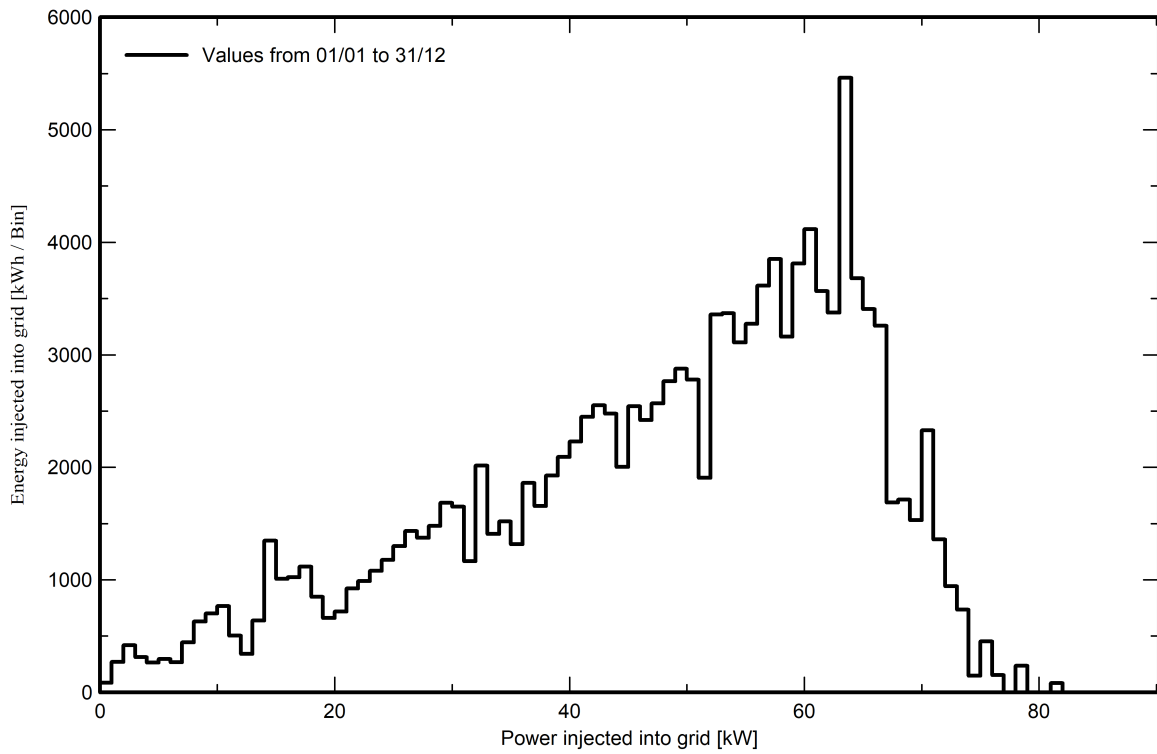
VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.4

VC2, Simulation date:
24/08/21 21:41
with v7.2.4

CO₂ Emission Balance

Total: 860.4 tCO₂

Generated emissions

Total: 156.00 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 1171.4 tCO₂

System production: 136.06 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

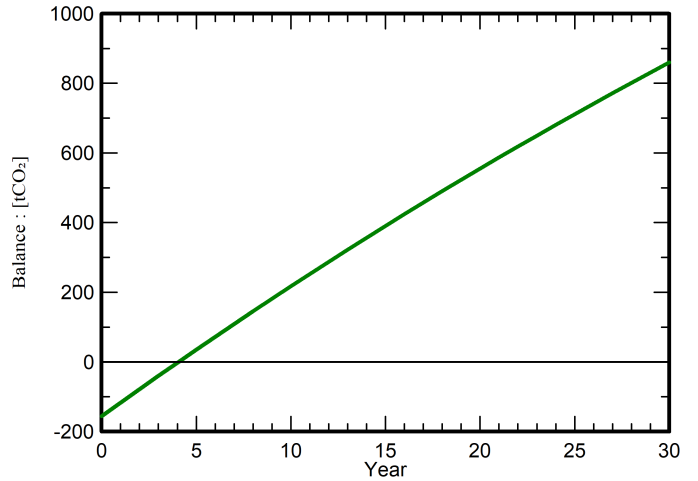
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	88.6 kWp	151678
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	2160 kg	4135
Inverters	190 kgCO ₂ /	1.00	190



DOCUMENTO 2:

PRESUPUESTO



ÍNDICE PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO.....	2
1.1 INTRODUCCIÓN AL PRESUPUESTO.....	2
1.2 PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL.....	2
1.3 PRESUPUESTO INGENIERÍA.....	8

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Precio descompuesto, panel fotovoltaico. Fuente: Propia y cyp	2
Tabla 2: Precio descompuesto, inversor. Fuente: Propia y cype	3
Tabla 3: Precio descompuesto, estructura soporte. Fuente: Propia y cype	3
Tabla 4: Precio descompuesto, cableado continua. Fuente: Propia y cype.....	4
Tabla 5: Precio descompuesto, cableado alterna. Fuente: Propia y cype.....	4
Tabla 6: Precio descompuesto, protección y medida. Fuente: Propia y cype	5
Tabla 7: Precio descompuesto, puesta a tierra. Fuente: Propia y cype	5
Tabla 8: Precio descompuesto, canalizaciones de continua. Fuente: Propia y cype	6
Tabla 9: Precio descompuesto, canalizaciones de alterna. Fuente: Propia y cype	6
Tabla 10: Parcial capítulo 1. Fuente: Propia y cype.....	7
Tabla 11: Parcial capítulo 2. Fuente: Propia y cype.....	7
Tabla 12: Parcial capítulo 3. Fuente: Propia y cype.....	7
Tabla 13: Resumen capítulos. Fuente: Propia	7
Tabla 14: Presupuesto final. Fuente: Propia	8
Tabla 15: Precio descompuesto, recursos humanos. Fuente: Propia	8
Tabla 16: Precio descompuesto, ofimática. Fuente: Propia.....	8
Tabla 17: Presupuesto final ingeniería. Fuente: Propia	9

1. PRESUPUESTO

1.1 INTRODUCCIÓN AL PRESUPUESTO

En el cálculo del presupuesto se desarrollan los conocimientos adquiridos en la asignatura de proyectos. Los precios y unidades de obras necesarios para la ejecución del presupuesto se obtienen de la base de datos de cype.

El presupuesto de este proyecto se descompone en dos apartados:

- Presupuesto de ejecución material: en este apartado se estima el coste que tendrá el material que constituye la instalación y el coste de la mano de obra involucrada en su montaje. Para facilitar el cálculo, este apartado se dividirá en capítulos y a su vez cada capítulo en distintos apartados en función de los elementos que componen la instalación, para los que se determina un presupuesto descompuesto de cada uno de ellos. Esto posteriormente permitirá calcular el presupuesto por capítulos en función de las medidas de unidad de obra que compongan cada presupuesto descompuesto. Finalmente se sumarán los presupuestos de los distintos capítulos para obtener el presupuesto total de la ejecución material.
- Presupuesto de la ingeniería: para este último apartado se calcula el coste de diseño del proyecto. Para esto se tiene en cuenta las horas de trabajo del ingeniero y sus ayudantes como del software empleado en la realización del proyecto. Para ello se estima que la duración temporal de desarrollo del proyecto será de 5 meses, dato que se empleará en el cálculo de este presupuesto.

1.2 PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL

CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
1.1	Panel fotovoltaico Cheetah Perc HC 72M Panel fotovoltaico monocristalino de alta eficiencia de 410 Wp. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	u			
	Panel fotovoltaico Cheetah Perc HC 72M	u	1	106,15	106,15
	Oficial 1ro Electricista	h	0,5	20,48	10,24
	Ayudante Electricista	h	0,5	18,88	9,44
	Coste directo complementario	%	0,02	125,83	2,52
	Total				128,35

Tabla 1: Precio descompuesto, panel fotovoltaico. Fuente: Propia y cyp

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
1.2	Inversor GoodWe GW80K-MT Inversor de 80kW con rango de tensión de entrada entre 200-1.000V y eficiencia máxima de 98,8%. Protección IP65. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	u			
	Inversor GoodWe GW80K-MT	u	1	5.349,75	5.349,75
	Oficial 1ro Electricista	h	1	20,48	20,48
	Ayudante Electricista	h	1	18,88	18,88
	Coste directo complementario	%	0,02	5.389,11	107,78
	Total				5.496,89

Tabla 2: Precio descompuesto, inversor. Fuente: Propia y cype

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
1.3	Estructura soporte triangular a 45° Estructura soporte triangular elevado de 1181mm. Fabricado en material de alta calidad (Al 6082-T6) con tornillería de acero inoxidable.	u			
	Estructura soporte triangular a 45	u	1	46,26	46,26
	Oficial 1ro Montador	h	0,9	19,23	17,31
	Peón ordinario de construcción	h	0,9	18,88	16,99
	Coste directo complementario	%	0,02	80,56	1,61
	Total				82,17

Tabla 3: Precio descompuesto, estructura soporte. Fuente: Propia y cype

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
1.4	Cable de cobre unipolar RV-K de 4mm2 Cable unipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1kV. Con conductor de cobre clase 5(-K), con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC (V) según UNE 21123-2	m			
	Cable de cobre unipolar RV-K de 4mm2	m	1	1,44	1,44
	Oficial 1ro Electricista	h	0,015	20,48	0,31
	Ayudante Electricista	h	0,015	18,88	0,28
	Coste directo complementario	%	0,02	2,03	0,04
	Total				2,07

Tabla 4: Precio descompuesto, cableado continua. Fuente: Propia y cype

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
1.5	Cable de cobre multipolar RV-K de 3x150+1x70 mm2 Cable multipolar RV-K, siendo su tensión asignada de 0,6/1kV. Con conductor de cobre clase 5(-K), con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC (V) según UNE 21123-2	m			
	Cable de cobre unipolar RV-K de 4mm2	m	1	48,78	48,78
	Oficial 1ro Electricista	h	0,065	20,48	1,33
	Ayudante Electricista	h	0,065	18,88	1,23
	Coste directo complementario	%	0,02	51,34	1,03
	Total				52,37

Tabla 5: Precio descompuesto, cableado alterna. Fuente: Propia y cype

CAPÍTULO 2: PROTECCIÓN E INTERCONEXIÓN

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
2.1	Protección y medida AC Cuadro de protección de CA con interruptor tetrapolar magnetotérmico que incluye diferencial. DPX 160 LEGRAND. Instalación de contador bidireccional con salida de BT al punto de interconexión.	u			
	Interruptor magnetotérmico con diferencial 160A Legrand DPX160	u	1	380,07	380,07
	Contador bidireccional SDM630MCT-4L-MID	u	1	278,87	278,87
	Oficial 1ro Electricista	h	0,35	20,48	7,17
	Coste directo complementario	%	0,02	666,11	13,32
	Total				679,43

Tabla 6: Precio descompuesto, protección y medida. Fuente: Propia y cype

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
2.2	Puesta a tierra Correcta puesta a tierra de la instalación. Conexión a la toma de tierra del centro.	u			
	Conductor de puesta a tierra de 4 mm ²	m	210	1,03	216,30
	Conductor de puesta a tierra de 90 mm ²	m	35	11,46	400,93
	Oficial 1ro Electricista	h	0,25	20,48	5,12
	Ayudante electricista	h	0,25	18,88	4,72
	Coste directo complementario	%	0,02	627,07	12,54
	Total				639,61

Tabla 7: Precio descompuesto, puesta a tierra. Fuente: Propia y cype

CAPÍTULO 3: CANALIZACIONES

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
3.1	Tubo de PVC rígido de 20mm de diámetro exterior Canalización por superficie con tubo de PVC, libre de halógenos. Norma: UNE-EN 61386-21	m			
	Tubo de PVC rígido de 20mm	m	1	0,40	0,40
	Oficial 1ro Electricista	h	0,043	20,48	0,88
	Ayudante Electricista	h	0,05	18,88	0,94
	Coste directo complementario	%	0,02	2,23	0,04
	Total				2,27

Tabla 8: Precio descompuesto, canalizaciones de continua. Fuente: Propia y cype

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
3.2	Tubo de PE corrugado de 75 mm de diámetro exterior Canalización por superficie con tubo de PVC, libre de halógenos. Norma: UNE-EN 61386-24	m			
	Tubo de PE corrugado de 75 mm	m	1	1,94	1,94
	Oficial 1ro Electricista	h	0,043	20,48	0,88
	Ayudante Electricista	h	0,05	18,88	0,94
	Coste directo complementario	%	0,02	3,77	0,08
	Total				3,84

Tabla 9: Precio descompuesto, canalizaciones de alterna. Fuente: Propia y cype

PRESUPUESTO PARCIAL POR CAPÍTULOS

• CAP. 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
1.1	Panel fotovoltaico Cheetah Perc HC 72M	u	216	128,35	27.722,87
1.2	Inversor GoodWe GW80K-MT	u	1	5.496,89	5.496,89
1.3	Estructura soporte triangular a 45°	u	216	82,17	17.749,29
1.4	Cable de cobre unipolar RV-K de 4mm2	m	830	2,07	1.717,07
1.5	Cable de cobre multipolar RV-K de 3x150+1x70 mm2	m	35	52,37	1.832,87
	Total				54.518,99

Tabla 10: Parcial capítulo 1. Fuente: Propia y cype

• CAP. 2: PROTECCIONES E INTERCONEXIÓN

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
2.1	Protección y medida AC	u	1	679,43	679,43
2.2	Puesta a tierra	u	1	639,61	639,61
	Total				1.319,04

Tabla 11: Parcial capítulo 2. Fuente: Propia y cype

• CAP. 3: CANALIZACIONES

Código	Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe
3.1	Tubo de PVC rígido de 20mm	m	210	2,27	477,14
3.2	Tubo de PE corrugado de 75 mm	m	35	3,84	134,52
	Total				611,66

Tabla 12: Parcial capítulo 3. Fuente: Propia y cype

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

CAPITULO	PARTIDA	IMPORTE (€)
1	Instalación fotovoltaica	54.518,99
2	Protección e interconexión	1.319,04
3	Canalizaciones	611,66
	Total	56.449,68

Tabla 13: Resumen capítulos. Fuente: Propia

PRESUPUESTO FINAL

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	56.449,68
Gastos generales (12%)	6.773,96
Beneficio industrial (6%)	33.869,81
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	97.093,46
Honorarios (4%)	3.883,74
IVA (21%)	20.389,63
PRESUPUESTO FINAL	121.366,82

Tabla 14: Presupuesto final. Fuente: Propia

El PRESUPUESTO FINAL DE LA EJECUCIÓN MATERIAL de la instalación fotovoltaica asciende a un total de CIENTO VEINTIÚN MIL TRESCIENTOS SESENTA Y SEIS CON OCHENTA Y DOS EUROS.

1.3 PRESUPUESTO INGENIERÍA

PRESUPUESTO RECURSOS HUMANOS

Descripción de la unidad de obra	U.M	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
Ingeniero técnico industrial	h	300	18,00	5.400,00
Tutora UPV	h	25	30,00	750,00
Cotutor UPV	h	25	30,00	750,00
Reuniones con cliente	h	10	19,23	192,30
Total				7.092,30

Tabla 15: Precio descompuesto, recursos humanos. Fuente: Propia

PRESUPUESTO OFIMÁTICA

Descripción de la unidad de obra	Periodo de amortización	Periodo amortizado	Precio (€)	Importe (€)
Windows 10	12 meses	5 meses	110,00	45,83
Autocad	1 mes	5 meses	266,20	1.331,00
Pack Microsoft Office 2022	12 meses	5 meses	299,00	124,58
Alta en Colegio Ingenieros Industriales	12 meses	5 meses	178,00	74,17
PVSyst 7 Profesional	12 meses	5 meses	600,00	250,00
SketchUp Pro-2022	12 meses	5 meses	285,00	118,75
Total				1.944,33

Tabla 16: Precio descompuesto, ofimática. Fuente: Propia

PRESUPUESTO TOTAL INGENIERÍA

Unidad de obra	Importe (€)
Recursos humanos	7.092,30
Ofimática	1.944,33
IVA (21%)	1.897,69
Total	10.934,33

Tabla 17: Presupuesto final ingeniería. Fuente: Propia

EL PRESUPUESTO FINAL DE LA INGENIERÍA asciende a un total de DIEZ MIL NUEVECIENTOS TREINTA Y CUATRO CON TREINTA Y TRES EUROS.



DOCUMENTO 4:

PLIEGO DE

CONDICIONES

En este documento se fijan las normas que rigen las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red. Estas sirven de guía para el diseño del proyecto, su instalación y posterior explotación. Definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir la instalación para asegurar su calidad.

Las normas que siguen se han empleado para el correcto diseño de la instalación:

- 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- Norma UNE-HD 60364-7-712: Requisitos para sistemas de alimentación fotovoltaica (FV)
- Norma UNE-HD 60364-5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones
- Norma UNE-EN 50618: Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos

Este proyecto se ha elaborado a partir del documento de referencia en Instalaciones Fotovoltáicas, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltáicas Conectadas a Red (PCT-C-REV- Julio 2011).



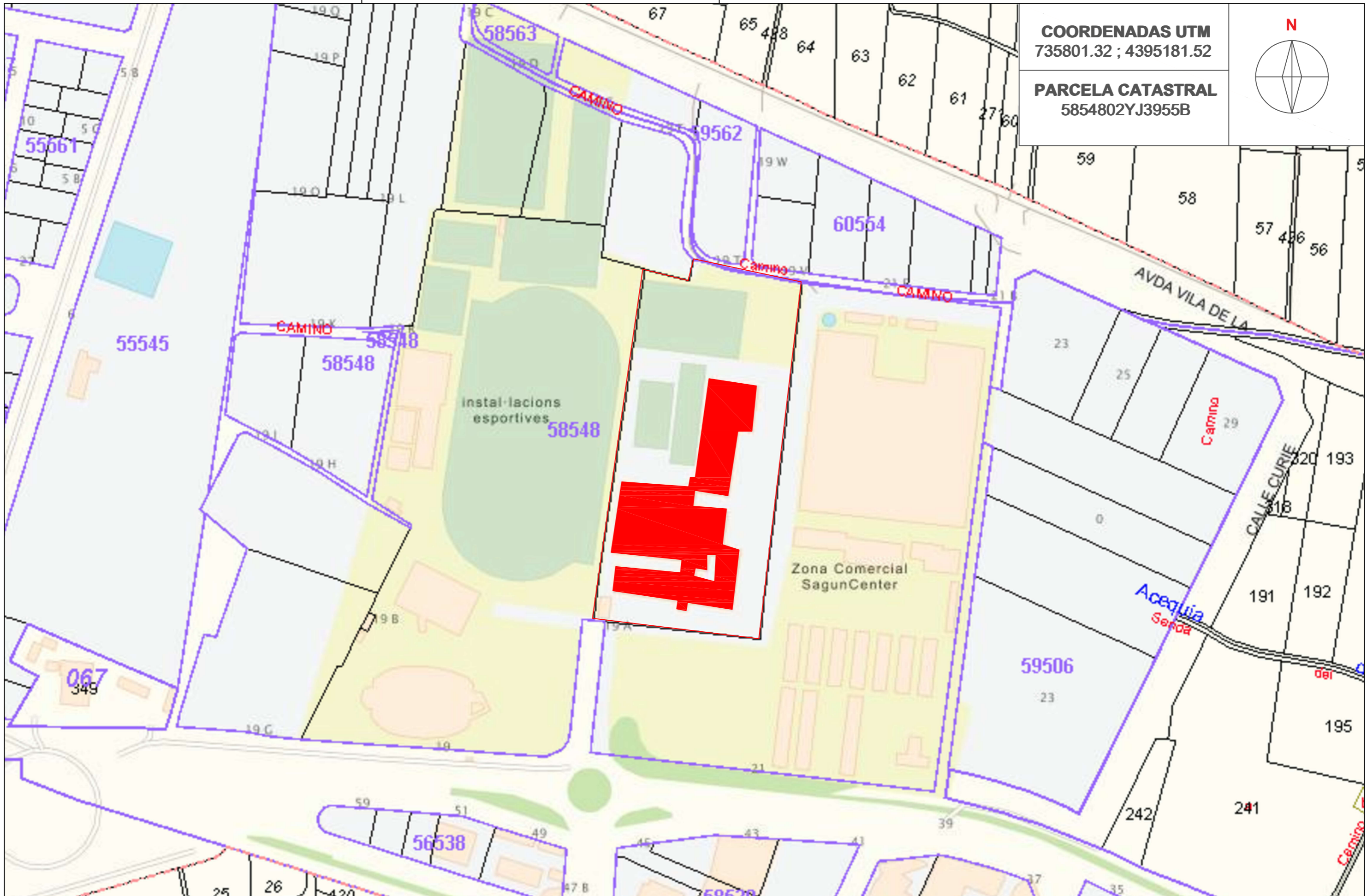
DOCUMENTO 4:

PLANOS



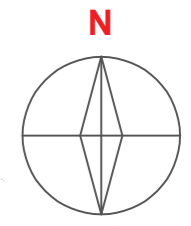
ÍNDICE PLANOS

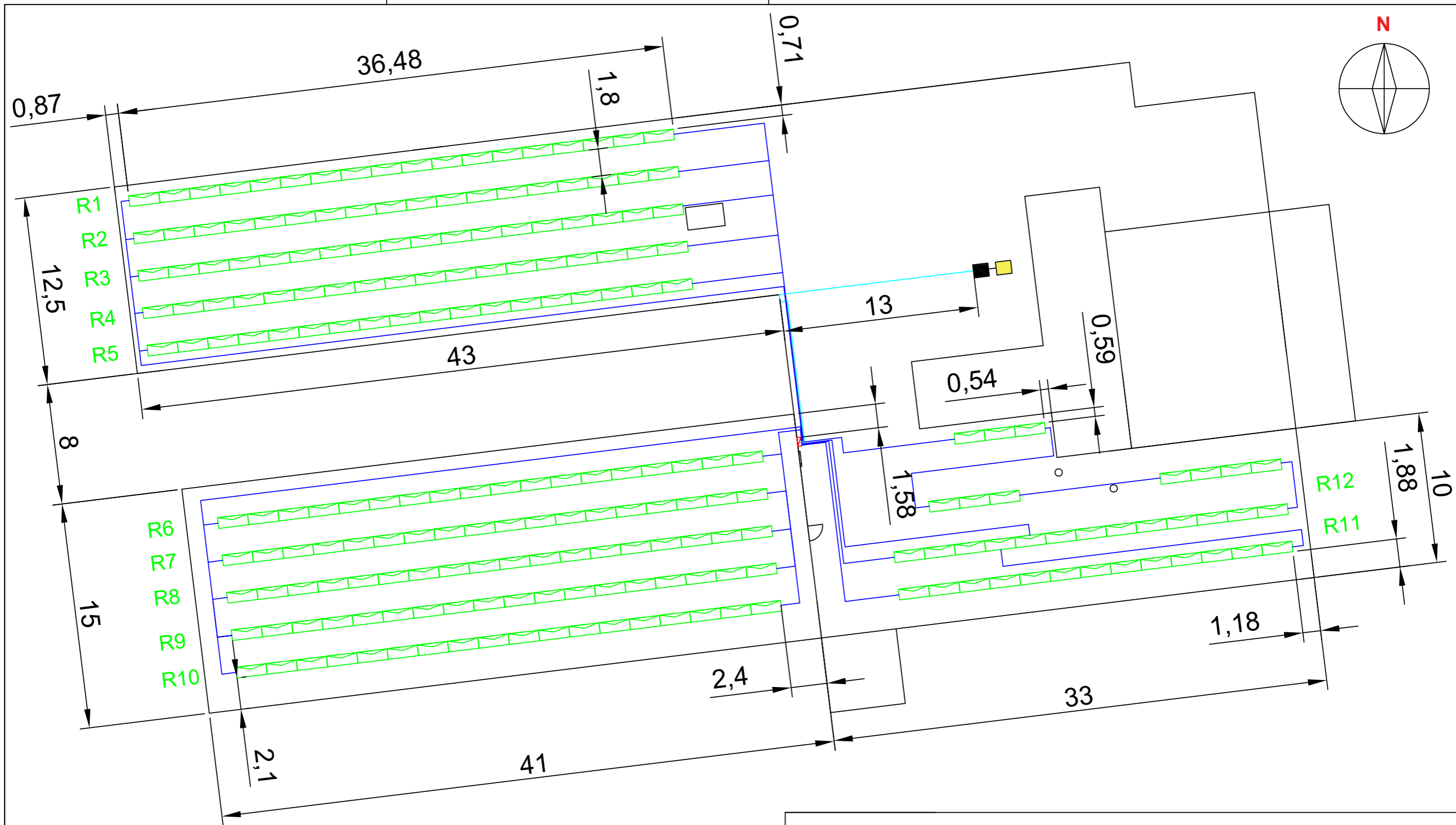
- **PLANO 1: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO**
- **PLANO 2: DISTRIBUCIÓN EN PLANTA DE LAS CUBIERTAS C1, C2 Y C3**
- **PLANO 3: ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN**



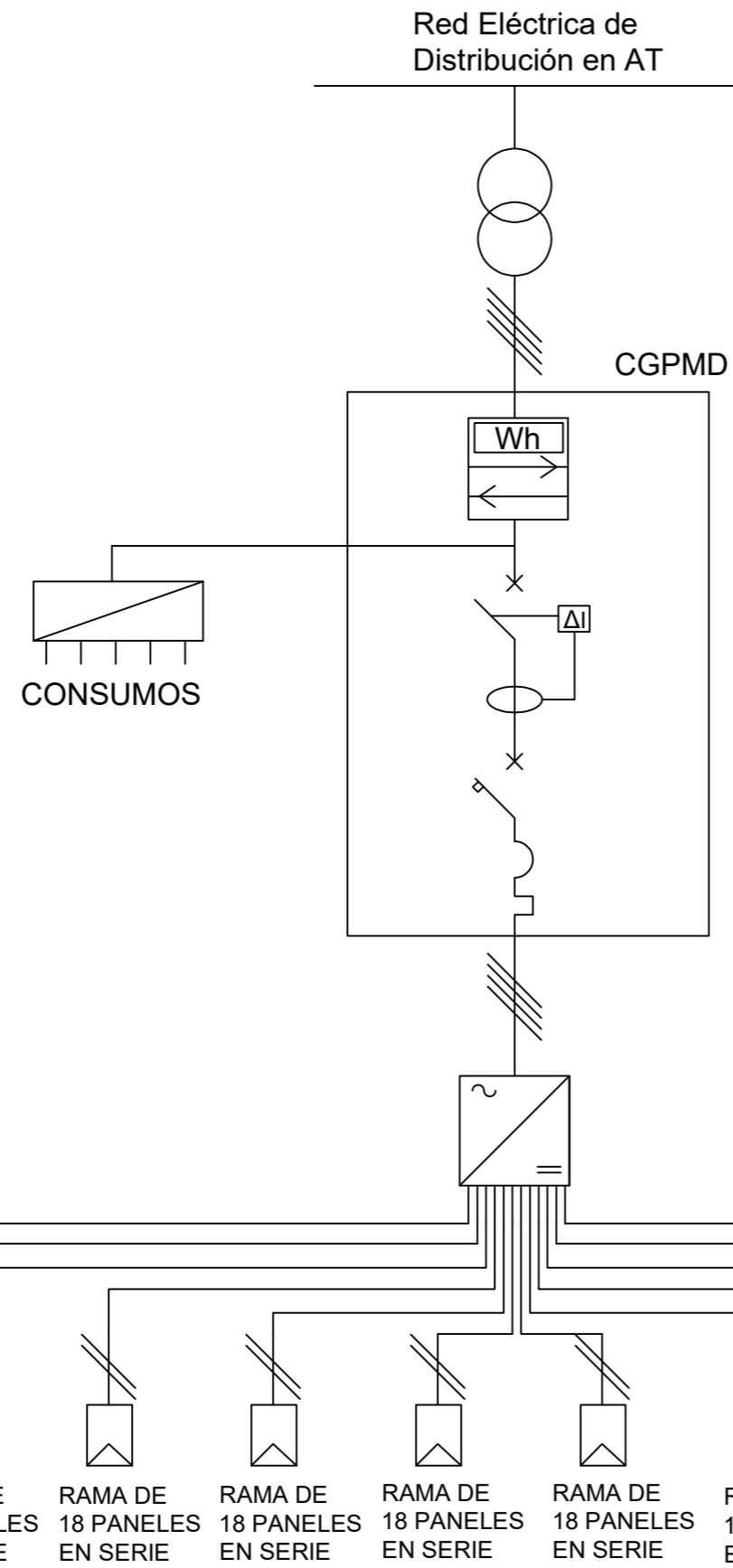
COORDENADAS UTM
735801.32 ; 4395181.52

PARCELA CATASTRAL
5854802YJ3955B

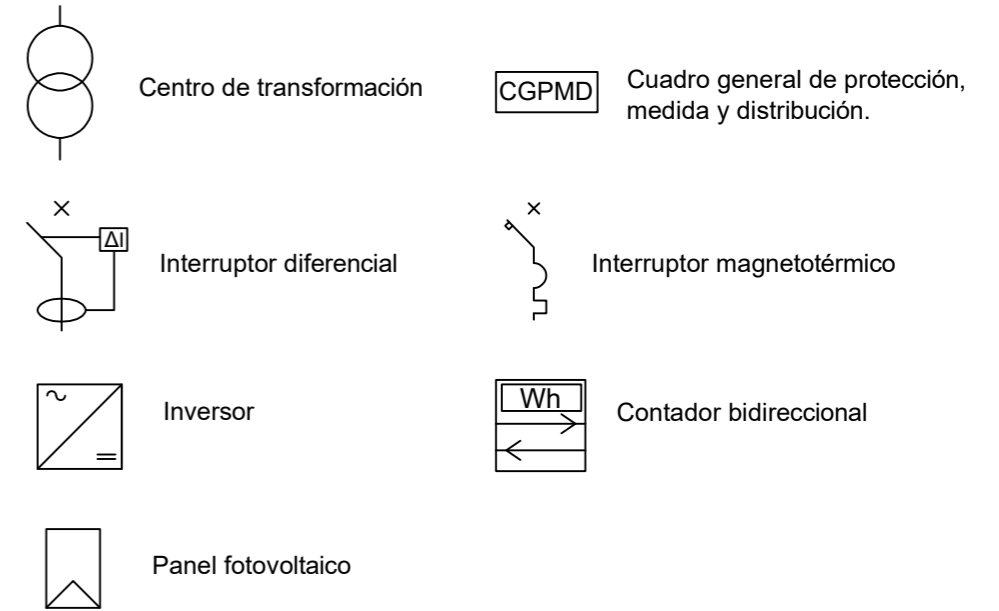




LEYENDA					
	Panel fotovoltaico		Cuadro general de protección y medida		Canalizaciones CA
	Inversor		Punto de conexión a red		Canalizaciones CC



LEYENDA



PROTECCIONES

Interruptor diferencial y magnetotérmico (agrupado en el mismo dispositivo)
DPX3 160A

*El inversor integra el resto de protecciones necesarias en la instalación.