



Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

Diseño y evaluación tecnoeconómica de un sistema de
abastecimiento energético para un pueblo rural en la
Comunidad de Madrid

Autor: Diego Martín Saugar

Curso Académico: 22/23



Grado en Ingeniería de la Energía

Trabajo de Fin de Grado

El presente informe, titulado "Diseño y evaluación tecnoeconómica de un sistema de abastecimiento energético para un pueblo rural en la Comunidad de Madrid", representa la memoria completa del Trabajo de Fin de Grado presentado por D. Diego Martín Saugar como parte de su formación para obtener el título de graduado en Ingeniería de la Energía. Este trabajo ha sido realizado bajo la supervisión y dirección de Juan José Espada Sanjurjo y Rosalía Rodríguez Escudero.

CONTENIDO

Índice de Figuras y Tablas.....	5
1 Resumen.....	8
2 Introducción – Marco Teórico.....	9
2.1 Evolución producción y consumo energético	9
2.2 Evolución energética España.....	12
2.3 Energía agrovoltaica	14
3 Objetivos.....	15
4 Solución técnica.....	16
4.1 Emplazamiento.....	16
4.1.1 Datos climáticos Rozas de Puerto Real	17
4.1.2 Estudio de consumo en Rozas de Puerto Real.....	21
4.2 Descripción de la instalación y justificación de la tecnología seleccionada	24
4.2.1 Estudio de la tecnología seleccionada	25
4.2.2 Selección del módulo	28
4.2.3 Selección del inversor	29
4.3 Cálculos y diseño de la instalación	29
4.3.1 Inclinación de paneles	30
4.3.2 Separación entre filas	30
4.3.3 Altura del módulo.....	31
4.3.4 Número de módulos conectados en serie.....	32
4.3.5 Número de cadenas por inversor.....	34
4.3.6 Número de inversores	34
4.3.7 Número de módulos.....	35
4.3.8 Cableado	35
4.3.9 Instalación en el emplazamiento.....	36
4.4 Simulación de la instalación diseñada	37

4.4.1	Comparativa entre producción y consumo	38
4.5	Planificación del proyecto	40
4.6	Estudio económico.....	42
4.6.1	Presupuesto del proyecto	42
4.6.2	Ayudas económicas	43
4.6.3	Ingresos recibidos por la venta de excedentes	45
4.6.4	Análisis de rentabilidad del proyecto	48
4.6.5	Resultados finales estudio económico	51
4.6.6	Facturación anual de la electricidad después de la instalación.....	52
5	Conclusiones	55
6	Bibliografía.....	56
7	Apéndices	59
7.1	Apéndice A – Referencia catastral emplazamiento.....	59
7.2	Apéndice B – Diagrama de Gantt.....	60
7.3	Apéndice C – Cálculos de consumos	61
7.3.1	Diferenciación de consumos, diurno y nocturno.....	63
7.4	Apéndice D – Facturación	67
7.5	Apéndice E – Cálculos estudio económico.....	68
7.6	Apéndice F – Selección de tecnologías.....	73
7.6.1	Módulo elegido.....	74
7.6.2	Inversor elegido	76
7.7	Apéndice G – Representación simplificada de la estructura.....	78
7.8	Apéndice H – Simulación	79
7.9	Apéndice I – Facturación posterior a la instalación fotovoltaica.....	82
7.10	Apéndice J – Producción vs consumo y excedentes	85
7.11	Apéndice K - Mantenimiento	85
7.11.1	Mantenimiento preventivo	86
7.11.2	Mantenimiento correctivo.....	87

7.11.3	Plataforma de monitorización.....	87
7.11.4	Limpieza de la instalación	88

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1: Energía Bruta Disponible en la UE. [20].....	9
Figura 2: Evolución de las instalaciones anuales de Energías Renovables. [3]	10
Figura 3: Producción de Electricidad de las Capacidades de Energía Renovables instaladas en el 2022 [3].....	11
Figura 4: Evolución Global de las Instalaciones FV Acumuladas. [3].....	11
Figura 5: Penetración fotovoltaica en el 2022 (Teórica) [3]	12
Figura 6: Evolución de la Capacidad Instalada de Energías Renovables en España. [4].....	12
Figura 7: Evolución Capacidad Fovoltáica Instalada en España [5]	13
Figura 8: Demanda eléctrica peninsular [6].....	13
Figura 9: Plan de trabajo	16
Figura 10: Localización Municipio Rozas de Puerto Real	17
Figura 11: Temperaturas Mínimas y Máximas en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8]...	18
Figura 12: Nubosidad en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark. [8]	18
Figura 13: Precipitaciones en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8].....	19
Figura 14: Viento en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8].....	19
Figura 15: Horas Solares en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8]	20
Figura 16: Irradiación Solar Global sobre Plano Horizontal, Fuente Adrase [9]	20
Figura 17: Energía Consumida en el 2021 en Rozas de Puerto Real. Elaboración Propia.....	22
Figura 18: Consumo Mensual Diurno y Nocturno. Elaboración Propia.....	24
Figura 19: Influencia del Albedo en la Bifacialidad. [10].....	26
Figura 20: Influencia Albedo Estacional. [10].....	26
Figura 21: Influencia separación entre módulos. [10].....	27
Figura 22: Influencia de la altura del módulo. [10]	27

Figura 23: Diferencia de la temperatura en la eficiencia del módulo. [19]	29
Figura 24: Cálculo para evitar sombras - Separación entre paneles. [23].....	30
Figura 25: Esquema Distribución de Alturas.....	32
Figura 26: Ubicación de la instalación.....	37
Figura 27: Infraestructura propuesta. [24].....	37
Figura 28: Consumo Diurno vs. Producción Mensual. Fuente PVsyst, Elaboración Propia	39
Figura 29: Precio de la Energía Excedentaria del Autoconsumo para el Mecanismo de Compensación Simplificada (PVPC), Fuente: REE.....	46
Figura 30: Volúmenes Globales de PPA Corporativos, Fuente: BloombergNEF, 2020	47
Figura 31: Niveles de Ingresos por Acuerdos PPA en Europa. [14]	48
Figura 32: Calendario Periodos Tarifarios [17]	52
Figura 33: Referencia Catastral Terreno Rozas de Puerto Real [18]	59
Figura 34: Diagrama de Gantt.....	60
Figura 35: Influencia de cada zona de Rozas de Puerto Real, en función del consumo energético II ...	62
Figura 36: Estudio Soltec, Monofacial vs Bifacial [10]	73
Figura 37: Características Módulo Seleccionado [19]	74
Figura 38: Especificaciones Módulo Seleccionado [19]	75
Figura 39: Características Inversor Seleccionado [19]	76
Figura 40: Especificaciones Inversor Seleccionado [19]	77
Figura 41: Propuesta Infraestructura soportes agrovoltaica.....	78
Figura 42: Datos meteorológicos PVsyst.....	79
Figura 43: Ajuste Inclinación idónea estacionaria.....	79
Figura 44: Módulo e inversor seleccionados para simulación.....	80
Figura 45: Perdidas suministradas en la simulación.....	80
Figura 46: Datos Producción mensual aportada por la simulación propuesta.	81
Tabla 1: Coordenadas Rozas de Puerto Real	16
Tabla 2: Consumo por Mes (2021), Fuente Ayuntamiento Rozas de Puerto Real	22

Tabla 3: Potencia pico, Potencia Nomina, Módulo Elegido, N° Módulos	38
Tabla 4: Producción Energética, Fuente PVsyst, Elaboración Propia	38
Tabla 5: Planificación de las Actividades Programadas	41
Tabla 6: Cálculo Presupuesto del Proyecto	43
Tabla 7: Ayudas Económicas para autoconsumo en Administraciones Públicas.....	44
Tabla 8: Ayuda Económica por Reto Demográfico	45
Tabla 9: Periodos Tarifarios, Fuente emececadrado	52
Tabla 10: Coste Electricidad por Mes	53
Tabla 11: Consumo Energético (kWh) Rozas de Puerto Real 2021.....	61
Tabla 12: Influencia de cada zona de Rozas de Puerto Real, en función del consumo energético.....	62
Tabla 13: Consumo Energético (kWp) Diurno en Rozas de Puerto Real, 2021	63
Tabla 14: Consumo Energético (kWh) Nocturno en Rozas de Puerto Real, 2021	65
Tabla 15: Facturación Rozas de Puerto Real 2021.....	67
Tabla 16: Facturación por zona en Rozas de Puerto Real, 2021	68
Tabla 17: Vertido de Excedentes a la Red Eléctrica	71
Tabla 18: Acuerdo PPA.....	72
Tabla 19: Consumo y Facturación Prevista tras Instalación (I).....	82
Tabla 20: Consumo y Facturación Prevista tras Instalación (II).....	83
Tabla 21: Coste Facturación Desglosado Mensualmente	84
Tabla 22: Desglose Comparativo de la Facturación y el Ahorro	84
Tabla 23: Desglose Mensual del Consumo, Producción y Excedentes (kWh).....	85

1 RESUMEN

La presente memoria del Trabajo de Fin de Grado muestra el proceso llevado a cabo para la realización de una instalación agrovoltaica en el municipio de Rozas de Puerto Real, ubicado en Madrid. La instalación se desarrollará en un territorio acotado dentro de la Dehesa municipal utilizando 15.841,26 m² de los 174.455 m² que abarca la extensión terrenal, fusionando la innovación y las tecnologías fotovoltaicas con la vida agrícola y ganadera.

El proyecto consta de diferentes fases en las que se ha estructurado. En primer lugar, se ha llevado a cabo una intensa y exhaustiva investigación y análisis preliminares para cumplir con los requisitos técnicos del proyecto.

Una vez realizado el análisis, se diseñó y dimensionó la instalación, basada en un sistema fotovoltaico con módulos bifaciales, que se caracterizan por captar la irradiancia solar a través de sus dos caras, la frontal y la trasera. La potencia total instalada para este proyecto es de 384kW, contando con 662 módulos y 5 inversores, buscando en todo momento optimizar y maximizar la producción energética. Asimismo, se ha realizado una simulación a través del software de PVsyst para estudiar y analizar la viabilidad del proyecto teniendo en cuenta el consumo y la producción energética calculada.

Cabe destacar que para la fase inicial de planificación se ha utilizado la herramienta de Gantt. Tal y como se ha planificado, el proyecto tendrá una duración de 252 días naturales, comenzando el 2 de enero del 2023 y finalizando el 12 de septiembre de 2023.

Por último, también se especifica el presupuesto necesario para la implementación del proyecto, realizando un estudio exhaustivo para comprobar la viabilidad del trabajo, comparando el consumo del municipio con la producción energética de nuestro sistema para analizar la rentabilidad y la amortización del proyecto, teniendo siempre en cuenta los beneficios económicos y ecológicos a medio y largo plazo. En este estudio económico se obtiene un VAN positivo de 12.497,45€ y un TIR del 17%, superando el interés de referencia de 6%, por lo que podemos concluir que el proyecto es viable económicamente.

2 INTRODUCCIÓN – MARCO TEÓRICO

A lo largo de esta sección del documento se realiza un proceso de investigación con el fin de abordar el proyecto de la forma más eficaz, verosímil y certera. Para ello, estudiaremos y analizaremos la evolución del consumo y producción energética, a nivel mundial y nacional, sumergiéndonos especialmente en la energía solar, su historia, hitos y diferentes retos que se han afrontado hasta la actualidad, además incluiremos el contexto de la energía agrovoltáica, debido a su estrecha relación con este proyecto.

2.1 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN Y CONSUMO ENERGÉTICO

A lo largo de la historia, la humanidad ha evolucionado en su búsqueda incansable de fuentes energéticas que ayuden a satisfacer las crecientes necesidades de nuestra sociedad. Con la revolución industrial comenzamos una era de alta demanda de combustibles fósiles, como el carbón o el petróleo, sin embargo, estas fuentes energéticas presentan grandes inconvenientes a largo plazo, principalmente la emisión de gases de efecto invernadero.

Durante los últimos años, la sociedad es cada vez más consciente de los impactos negativos de las energías no renovables, como consecuencia, se encontraron nuevos recursos energéticos, como la energía solar, la eólica, biomasa o hidroeléctrica, convirtiéndose en las grandes protagonistas de la actualidad, impulsadas también por planes de acción mundiales como la Agenda 2030.

En la Figura 1 se muestra la evolución, desde 1990 hasta 2020, de la energía bruta disponible en la Unión Europea.

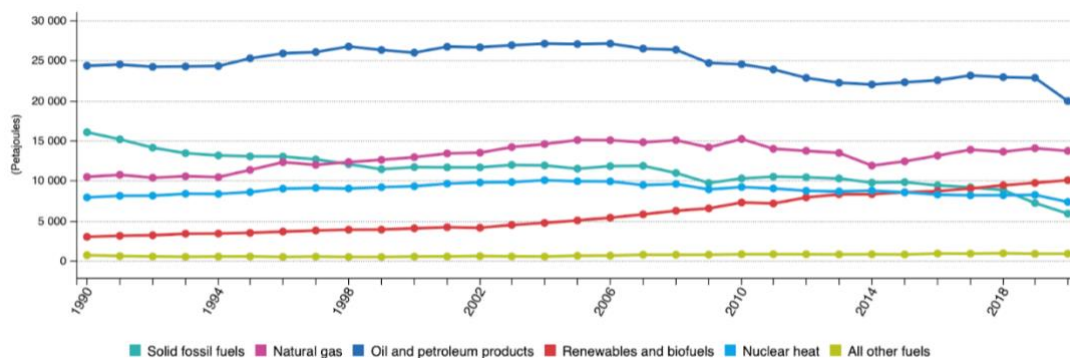


Figura 1: Energía Bruta Disponible en la UE. [20]

Lo más destacable de esta gráfica es que, a pesar de la continua caída de la energía petrolífera, ésta sigue posicionándose como fuente principal de energía. Los puntos loables que observamos en la gráfica son el crecimiento de las energías renovables y del gas natural, situándose esta última como segunda fuente principal desde 1998. Las energías renovables, de las que hablaremos más adelante, adquieren

cada vez más peso desde principios de los 2000s, posicionándose en el 2018 como tercera potencia energética. Este último dato nos acerca cada vez más a un mundo cada vez más y más sostenible.

Algunos de los hitos que han impulsado el crecimiento de dichas energías renovables son los siguientes:

- Creación de “Vindeby”, primer parque eólico marino compuesto por 11 molinos eólicos, creado en Dinamarca en 1991. Este parque trajo consigo la primera acción político-económica para ayudar a la aceleración en la implantación de tecnologías renovables. Posteriormente, en el año 2000, Dinamarca construyó el primer parque eólico a gran escala [1].
- Creación del mayor parque fotovoltaico a nivel mundial, generando energía para 40.000 casas al año. Este parque se creó en España, Olmedilla, en el año 2008 [1].
- Proyecto Gansu Wind Farm, complejo formado por 100 parques eólicos en China. Este proyecto comenzó en 2009, donde alcanzó los 3.800 MW. En la actualidad este dato se eleva a 7.965 MW que generan 90.000 GWh [2].
- AWEC, Centro de Energía Eólica Alta, en California, con un alcance de 1.547MW [2].
- Parque Eólico de Muppandal, en India, cuenta con una potencia de 1.500MW [2].

Por otro lado, tras analizar y estudiar el reporte de IEA, International Energy Agency, sobre los sistemas fotovoltaicos del cierre del año 2022, sacamos las siguientes conclusiones.

Como ya hemos mencionado anteriormente, se observa un crecimiento relevante en el uso y explotación de las energías renovables. En la Figura 2, se observa la evolución de estas energías con respecto a las instalaciones anuales.

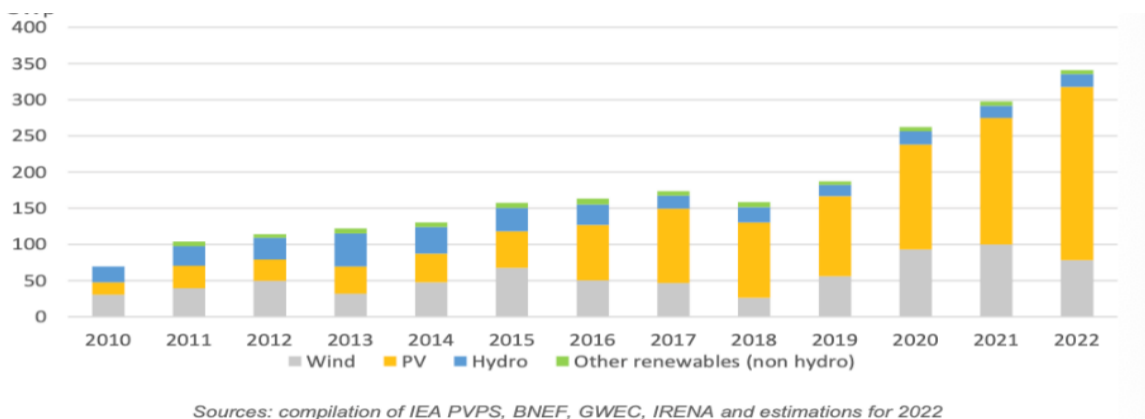


Figura 2: Evolución de las instalaciones anuales de Energías Renovables. [3]

El crecimiento es muy significativo a lo largo del periodo analizado, donde en tan sólo 10 años, se multiplica por 5 las instalaciones energéticas de fuentes renovables. Además, cabe destacar que, en los comienzos del periodo analizado, destaca la energía eólica sobre el resto, pero durante los últimos años, la evolución y los avances tecnológicos en la industria solar ha derivado en que sea la fotovoltaica líder entre todas las renovables, representando en el cierre del 2022, dos tercios de todas las nuevas tecnologías de electricidad renovable.

Además, en el 2022, la energía fotovoltaica representa el 50% de la producción eléctrica total proveniente de energías renovables, tal y como indica en la Figura 3.

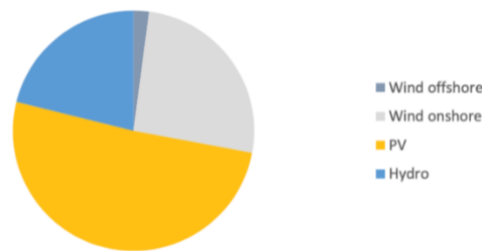


Figura 3: Producción de Electricidad de las Capacidades de Energía Renovables instaladas en el 2022 [3]

Por otro lado, estudiando la capacidad instalada acumulada globalmente, tal y como muestra la Figura 4, observamos que en este 2022 se sobrepasa el ITW. Este dato está impulsado principalmente por China, Unión Europea y USA, que son los territorios que presentan una mayor diferencia con respecto al resto de geografías, en cuanto a GW [3].

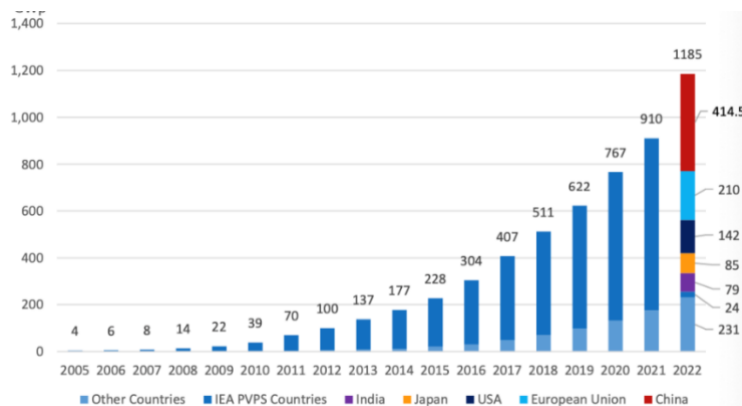


Figura 4: Evolución Global de las Instalaciones FV Acumuladas. [3]

Si nos focalizamos en la penetración de la energía solar en este 2022, España se sitúa en cabeza. La penetración fotovoltaica resulta muy complicada de calcular, ya que depende de diversos factores teóricos, que a la hora de poner en práctica pueden no llegar a ser del todo reales. Mediante la Figura 5 se puede apreciar el dato de la penetración fotovoltaica basado en la producción teórica de electricidad por país. En este último año, 9 países consiguen una ratio mayor al 10%, destacando España, Grecia y Chile. Estos datos se deben a diversos factores, como las condiciones climáticas, la demanda energética y el incremento continuo de capacidades instaladas [3].

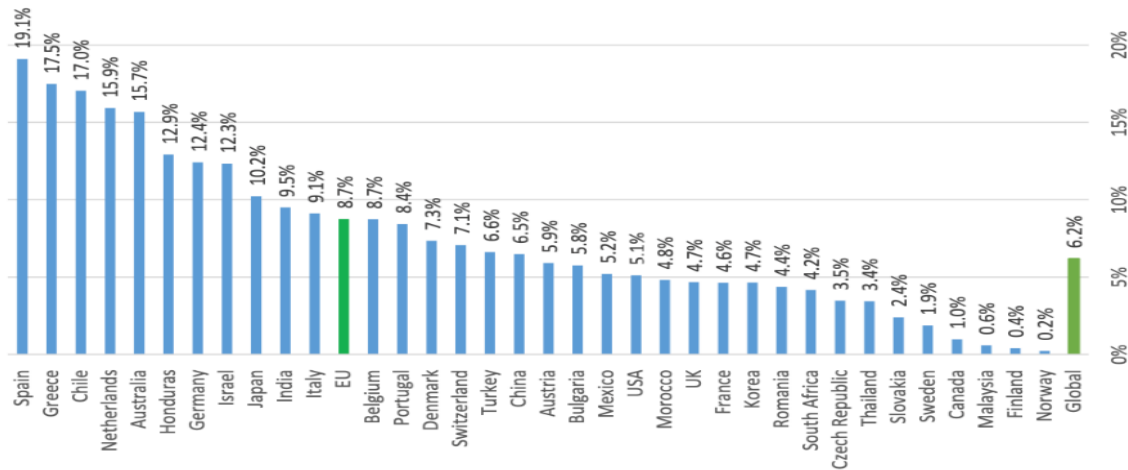


Figura 5: Penetración fotovoltaica en el 2022 (Teórica) [3]

Todos estos datos nos indican que el mundo se encuentra en una transformación insólita, hacia un futuro mucho más sostenible, fruto de la toma de conciencia de los desafíos ambientales y efectos del cambio climático. Nos encontramos ante una unión global para combatir la dependencia de los combustibles fósiles y contaminantes, promoviendo la instalación, uso y explotación de energías limpias, renovables e infinitas. La conciencia ambiental tiende hacia un compromiso real en la sociedad y una responsabilidad generalizada de buenas prácticas ecológicas y sostenibles, tanto a nivel individual, como a nivel organizacional e institucional.

2.2 EVOLUCIÓN ENERGÉTICA ESPAÑA

Analizando el caso particular de España encontramos en la Figura 6 la evolución de capacidad instalada de renovables. En la gráfica observamos que la principal fuente energética que presenta evolución y crecimiento es la solar fotovoltaica, con una tendencia exponencial desde 2018, mientras que el resto de las energías se mantienen con una capacidad instalada similar a años anteriores. Por todo ello, se observa que en España hay un crecimiento en capacidad renovable instalada de 9,1% durante el último año, representando la fotovoltaica un 76% de ese crecimiento del 2022 [4].



Figura 6: Evolución de la Capacidad Instalada de Energías Renovables en España. [4]

En la Figura 7 se muestra la evolución de la capacidad fotovoltaica instalada, observándose un crecimiento exponencial desde 2018. España se posiciona cada año como un país sostenible, apostando por fuentes de energías limpias, libre de emisiones. Desde 2018, se ha conseguido un crecimiento del 315% en cuanto a capacidad fotovoltaica instalada, ayudando, además, a la creación de nuevos empleos [5].

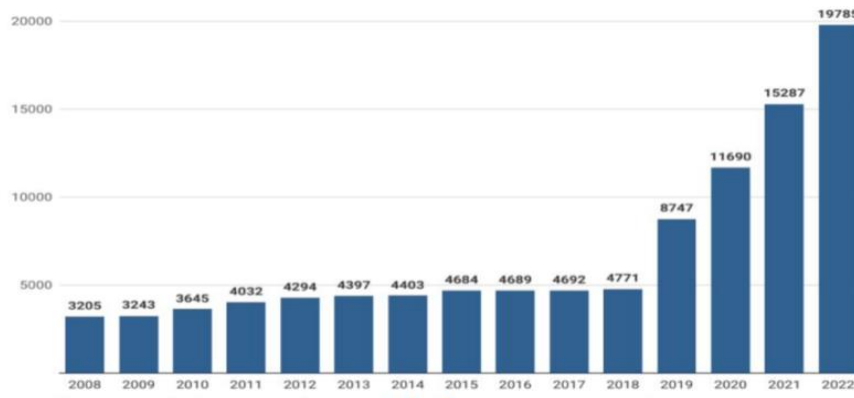


Figura 7: Evolución Capacidad Fotovoltaica Instalada en España [5]

Gracias a toda la evolución que está experimentando España en términos de innovación, instalación y uso de energías limpias, se promueve el autoconsumo, lo que no solo ayuda a conseguir un país más limpio y sostenible, sino que, además, a corto plazo, provoca una mejora económica en nuestra sociedad. El autoconsumo, la evolución y las ayudas de financiación de las diferentes instituciones españolas y europeas, han derivado en un crecimiento de más de 1.200% en capacidad instalada durante los últimos 5 años. Esto provoca una caída en la demanda de electricidad, llegando al mínimo de las últimas dos décadas.

En la Figura 8 se muestra la demanda de electricidad peninsular desde 1990. En este 2023 (datos hasta Mayo) la demanda eléctrica cae un 4,6% con respecto al año anterior, consiguiendo el nivel más bajo de los últimos 20 años [6].

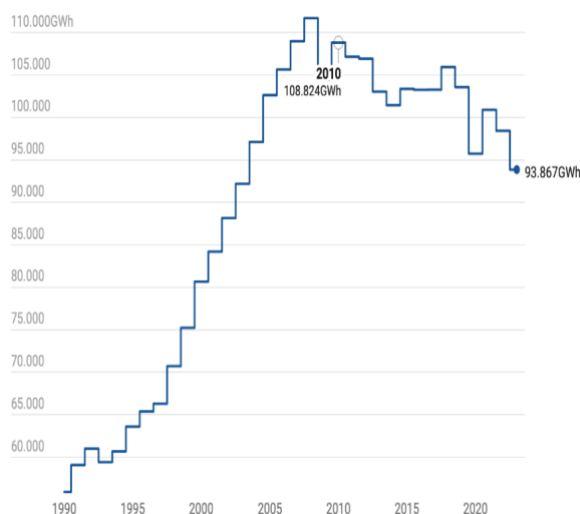


Figura 8: Demanda eléctrica peninsular [6]

Esta caída está relacionada con el aumento y crecimiento de capacidad instalada. Según APPA Renovables se estima que la producción energética de plantas de autoconsumo cubre aproximadamente el 1,8% de la demanda energética española [6].

2.3 ENERGÍA AGROVOLTAICA

Una vez ya hemos introducido y analizado la evolución de las energías renovables, y más concretamente de la fotovoltaica, a nivel mundial y nacional, es importante hablar de la energía agrovoltáica. En este proyecto, se realiza la instalación fotovoltaica en un terreno agrícola y ganadero, por lo que es importante introducir este concepto a lo largo de esta sección.

La energía agrovoltáica surge cuando unimos la energía fotovoltaica a terrenos agrícolas, es decir, la instalación de placas o módulos solares en terrenos de cultivo, evitando afectar negativamente a la producción de esos terrenos. Para evitar daños en la producción agrícola o en los terrenos, se elevarán los módulos varios metros posibilitando la convivencia entre el funcionamiento regular de los cultivos y la generación de energía solar, limpia y sostenible [7].

Este tipo de energía presenta diferentes ventajas como por ejemplo:

- Producción dual, es decir, generación energética con las placas solares, unido a la producción agrícola o ganadera, maximizando así el suelo.
- Reducción de emisiones de efecto invernadero. Creando una agricultura sostenible, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y la huella de carbono, encaminando a nuestra sociedad hacia un mundo sostenible, limpio y consciente.
- Mejora económica. Se estima que la electricidad fotovoltaica puede aumentar el valor económico del suelo y su producción en más de un 30% [7].

Los principales inconvenientes que encontramos se basan en la necesidad de seguir investigando este tipo de energía, ya que, a pesar de su potencial, aún se debe evolucionar hasta conseguir una implementación e instalación exitosa, sin dañar o perjudicar a la productividad de los cultivos.

3 OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto es diseñar una instalación agrovoltáica propuesta para el municipio de Rozas de Puerto Real, además de un estudio técnico-económico para comprobar la viabilidad del trabajo, teniendo como eje principal la reducción de los costes económicos ligados a la factura energética de las instalaciones públicas de la localidad.

Para la consecución del objetivo principal del estudio, se definen las siguientes fases que componen el plan de trabajo:

- Elicitación: Búsqueda de información relacionada con el trabajo y con la instalación que se desea desarrollar.
- Análisis:
 - Análisis de la demanda eléctrica del municipio, a partir de datos proporcionados por el Ayuntamiento de Rozas de Puerto Real
 - Análisis del Entorno y del Emplazamiento. Estudio del terreno y de las capacidades de este, espacio disponible para la instalación, condiciones climatológicas, tipo de suelo, etc.
- Especificación:
 - Selección de las Tecnologías: Tipo de módulos a usar en la instalación, así como los inversores a utilizar, tras una investigación previa.
- Diseño:
 - Dimensionamiento y diseño de la instalación Agrovoltáica, teniendo en cuenta los requisitos que se han ido especificando en las anteriores fases.
 - Simulación del Proyecto a través de la herramienta de PVsyst
- Estudio económico y rentabilidad del proyecto en función de los valores del VAN y TIR.

En la Figura 9, se muestra el plan de trabajo esquematizado.

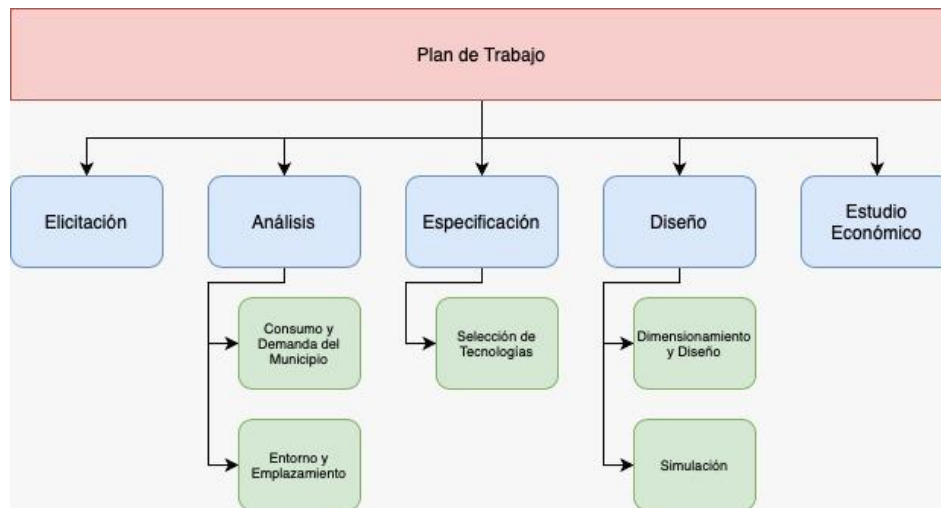


Figura 9: Plan de trabajo

4 SOLUCIÓN TÉCNICA

En esta sección del documento se detallarán diferentes aspectos técnicos relevantes para el proyecto, como son el emplazamiento, la descripción de la instalación, estudios de tecnologías y selección de estas, los cálculos relacionados con la instalación, el diseño y la final simulación del trabajo. Además, se especifica un estudio económico para la analizar la viabilidad del proyecto y una comparativa entre producción y consumo.

4.1 EMPLAZAMIENTO

Este capítulo tiene el propósito de seleccionar, detallar y justificar el terreno donde se implantará el proyecto agrovoltaico. Para ello se detalla el emplazamiento seleccionado para la instalación energética, detallando todas sus características climáticas.

Como se ha mencionado previamente a lo largo del documento, el proyecto tendrá lugar en el municipio de Rozas de Puerto Real, localidad situada en el punto más occidental de la Comunidad de Madrid, en una confluencia geográfica entre Ávila, Toledo y la Sierra de Gredos. Las coordenadas exactas de Rozas de Puerto Real son las siguientes.

Tabla 1: Coordenadas Rozas de Puerto Real

	LATITUD	LONGITUD
COORDENADAS	40,3101	-4,49076
COORDENADAS (°)	40° 18' 36"	4° 29' 27"

El municipio presenta un total de 577 habitantes, según los datos del INE para el 2022, y presenta una altitud de 878 metros. En la Figura 10 se observa la localización exacta del municipio.

El principal motivo por el que se ha seleccionado esta ubicación es la superficie del terreno, ya que



Figura 10: Localización Municipio Rozas de Puerto Real

cuenta con una gran extensión de aproximadamente 174.455 m², y por su cercanía a puntos eléctricos, además de a su demanda de electricidad. Por otro lado, se trata de una superficie agrícola, denominada como Dehesa, por lo que sus principales funciones son la de agricultura y ganadería. Debido a la funcionalidad del terreno elegido, es imprescindible la realización de una propuesta agrovoltaica, alterando lo menos posible o incluso mejorando las aplicaciones de dicho terreno, recalificándolo con un mayor valor, y mejorando los espacios sin sombra en los que los animales y el terreno pueden verse afectados. Además, la entrada de animales a estas zonas de terreno llamadas Dehesas, tienen un calendario previsto, siendo el 1 de mayo el inicio del periodo de actividad ganadera legal en dichos terrenos, hasta que el pasto esté disponible para su consumo. Gracias a esta situación existe la oportunidad de que los trabajos en el terreno, así como la instalación del proyecto, sean mucho más diligentes en los meses donde la actividad ganadera no esté presente. La referencia catastral del terreno seleccionado para la instalación está disponible en el Apéndice A.

4.1.1 Datos climáticos Rozas de Puerto Real

Siguiendo con el emplazamiento y la justificación del terreno seleccionado, debemos analizar los datos climáticos del municipio para comprobar la viabilidad del proyecto en esta ubicación.

Los factores climáticos resultan de vital importancia a la hora de realizar una instalación fotovoltaica, ya que pueden afectar al proyecto con respecto a la energía que puedan producir, dañar los materiales o incluso el propio terreno del emplazamiento. Por ello se deberá realizar un análisis de los principales factores climáticos que pueden afectar a nuestro proyecto, que son la temperatura, nubosidad, lluvia, viento e irradiancia.

4.1.1.1 Temperatura

Este factor climático es esencial en el proyecto fotovoltaico, ya que temperaturas extremadamente elevadas podrían suponer pérdidas energéticas y, por el contrario, temperaturas excesivamente bajas impedirían la generación energética. En la Figura 11 observamos las temperaturas, máximas y mínimas del municipio de Rozas de Puerto Real. Las temperaturas más altas se alcanzan en los meses de verano (de junio a agosto) mientras que las más frías se alcanzan en los meses de invierno (de noviembre a marzo). La temperatura máxima en promedio se alcanza en Julio (32°), mientras que la mínima en promedio se registra en Enero (-0°) [8].

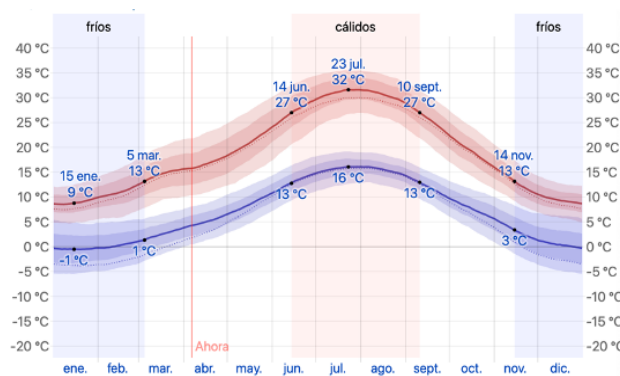


Figura 11: Temperaturas Mínimas y Máximas en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8]

4.1.1.2 Nubosidad

Este factor climático es de gran importancia, ya que dependiendo de la nubosidad podremos conseguir más o menos energía, gracias a la mayor o menor captación de radiación solar. Como observamos en la Figura 12, en los meses de verano el cielo está casi en su totalidad despejado, por lo que se conseguirá la máxima radiación sobre los módulos, produciendo el máximo de energía posible. Durante el resto del año, encontramos un cielo más nublado, siendo diciembre el mes con más nubosidad, donde el 50% del tiempo está nublado o mayormente nublado. Aun así, no resulta alarmante, ya que no encontramos una nubosidad nunca con porcentajes mayores al 50-60% [8].

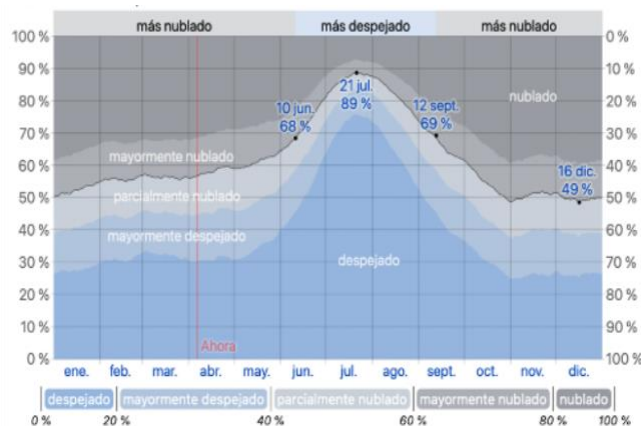


Figura 12: Nubosidad en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark. [8]

4.1.1.3 Precipitaciones

Este factor adquiere relevancia por las características que presenta y por los posibles daños que pueden provocar en los módulos las grandes lluvias, nieves, etc. Pudiendo afectar a la vida útil de la instalación y el mantenimiento de éstas. Este factor esta correlacionado con el anterior, a mayor nubosidad, mayor porcentaje de precipitaciones, es por ello por lo que encontramos los picos más altos de precipitaciones los meses más nublados, como octubre o diciembre, como se observa en la Figura 13 [8].



Figura 13: Precipitaciones en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8]

4.1.1.4 Viento

Este factor es muy relevante a la hora de realizar el cálculo de las estructuras que mantienen a las placas solares, no tanto a la producción energética ya que no afectaría a la radiación solar recibida. En este caso, observamos que los meses con mayor viento son entre enero y mayo, pero no observamos datos muy preocupantes, ya que las velocidades del viento se mantienen bastante estables a lo largo de todo el año [8].

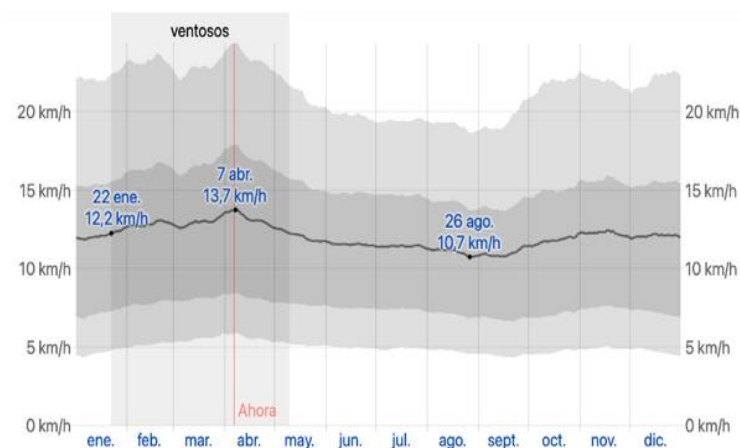


Figura 14: Viento en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8]

4.1.1.5 Irradiación

El factor de la irradiancia nos marca la potencia que recibe cada área por la irradiación del Sol, este factor es el más relevante a la hora de realizar una instalación fotovoltaica. No se debería escoger un emplazamiento con baja radiación solar, ya que la producción energética no será eficiente.

Rozas de Puerta Real tiene una radiación solar media, con niveles altos y óptimos para la producción energética a través de placas fotovoltaicas. Si analizamos más en detalle la localidad de Rozas de Puerto Real, observamos que los días cuentan con bastantes horas de sol desde marzo hasta septiembre, siendo los meses de verano los meses con mayor número de horas de luz solar, especialmente junio, con 15 horas de sol [8].

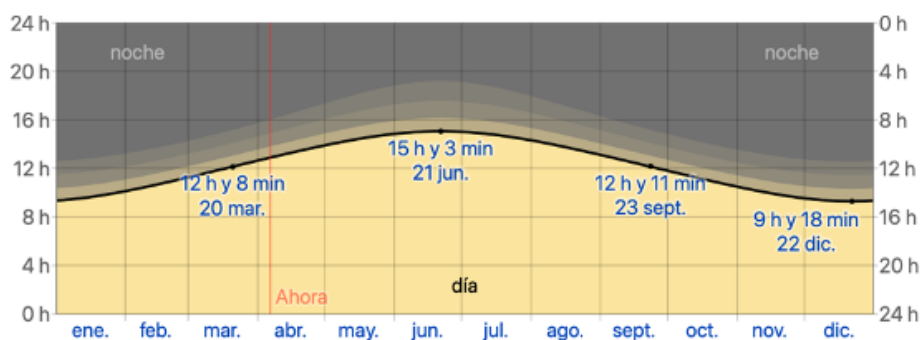
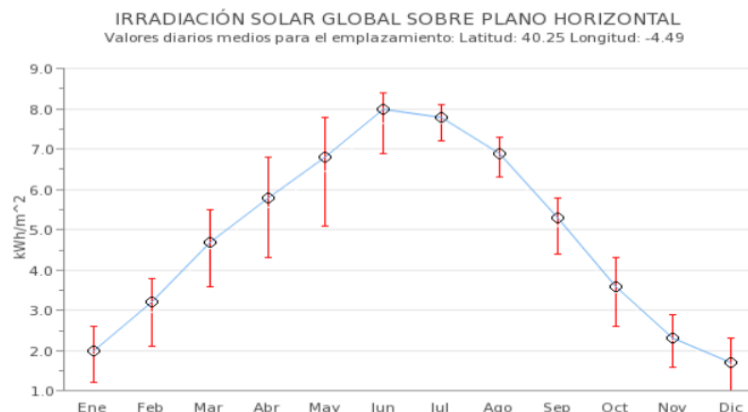


Figura 15: Horas Solares en Rozas de Puerto Real, Fuente Weather Spark [8]

Para obtener el dato exacto de la irradiancia Solar en Rozas de Puerto Real se ha utilizado el software Adrase, donde observamos una irradiación media de $4,9 \text{ kWh/m}^2$. En la Figura 16 se aprecia la información mensual de irradiancia del municipio [9].



(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Percentil 75	2.6	3.8	5.5	6.8	7.8	8.4	8.1	7.3	5.8	4.3	2.9	2.3
Valor medio	2.0	3.2	4.7	5.8	6.8	8.0	7.8	6.9	5.3	3.6	2.3	1.7
Percentil 25	1.2	2.1	3.6	4.3	5.1	6.9	7.2	6.3	4.4	2.6	1.6	1.0

Figura 16: Irradiación Solar Global sobre Plano Horizontal, Fuente Adrase [9]

4.1.2 Estudio de consumo en Rozas de Puerto Real

Realizar un estudio de consumo energético previo a la instalación de paneles fotovoltaicos es fundamental para garantizar la eficiencia y la rentabilidad del sistema. Este estudio permite determinar la cantidad de energía que se consume y se requiere, lo que a su vez ayuda a seleccionar el tamaño adecuado del sistema de paneles solares y a optimizar su rendimiento. Además, permite identificar oportunidades para mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo total, lo que contribuye a una mayor sostenibilidad y ahorros a largo plazo. En resumen, un estudio de consumo energético previo es esencial para asegurar la viabilidad y el éxito de la futura instalación energética.

Por este motivo se ha realizado un estudio previo en consonancia con el Excelentísimo Ayuntamiento de Rozas de Puerto Real, el cual ha facilitado la documentación necesaria para abordar esta información de la manera más realista posible.

Para la realización de dicho estudio se ha realizado un análisis de cada uno de los siguientes puntos de referencia del municipio, hacen mención al cuadro correspondiente a la zona útil de trabajo:

- Zona Polideportiva: Compuesta por Piscina, polideportivo, pistas de pádel, tenis y voleibol, además de un restaurante municipal anexo a la piscina, asimismo se celebran festejos municipales en esta área.
- Casa consistorial: Hace referencia al ayuntamiento del municipio.
- Vivienda: Edificio de obra pública
- Alumbrado público: Alumbrado municipal, el cual consta de cuatro cuadros eléctricos en el municipio.
- Centro cultural: Edificio de reuniones y festejos
- Centro de salud: Consultorio sanitario, uso muy poco frecuente debido a la poca población.
- Colegio: Centro escolar municipal.
- Zona Iglesia: Hace referencia a la Iglesia de San Juan Bautista
- Zona de Trabajo Av. Constitución: Se compone por el centro de operaciones de trabajo del municipio

Teniendo en cuenta estas zonas y los datos de consumo suministrados por parte del Ayuntamiento de la localidad, se han calculado los consumos mensuales, obteniéndose los valores que se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2: Consumo por Mes (2021), Fuente Ayuntamiento Rozas de Puerto Real

Meses- 2021	Consumo (kWh)
Enero	25176 kWh
Febrero	20866 kWh
Marzo	18398 kWh
Abril	17312 kWh
Mayo	13726 kWh
Junio	13413 kWh
Julio	22201 kWh
Agosto	23712 kWh
Septiembre	14632 kWh
Octubre	16597 kWh
Noviembre	21324 kWh
Diciembre	25557 kWh
Total año	232909 kWh

Para analizar los valores calculados de una manera más visual, se ha realizado una gráfica, representada en la Figura 17, donde se puede apreciar la tendencia de consumos del municipio en base a la mensualidad.

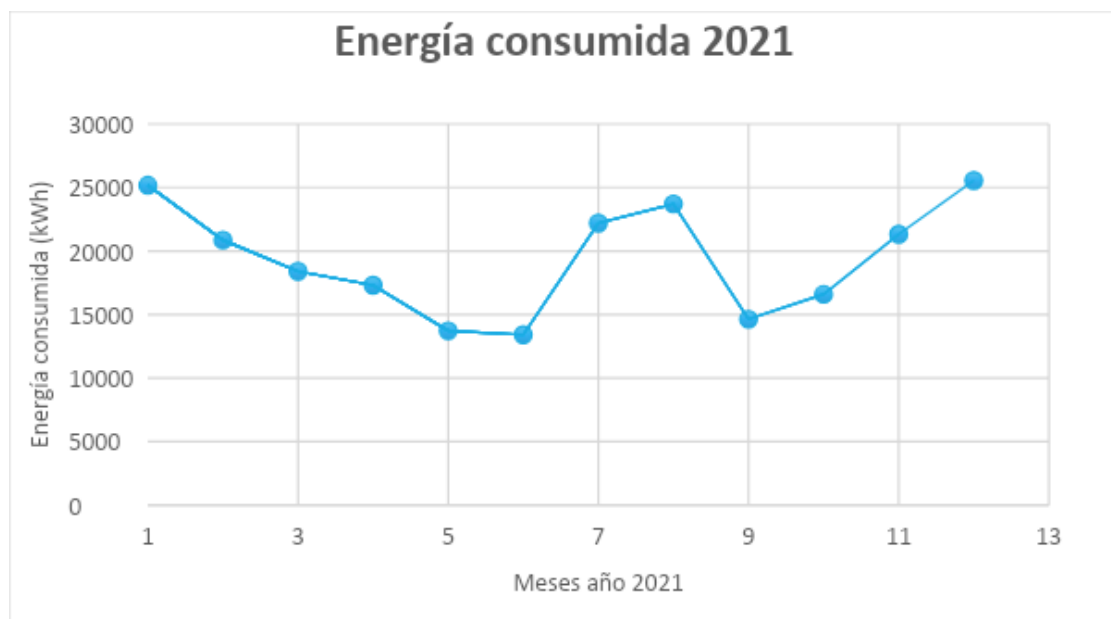


Figura 17: Energía Consumida en el 2021 en Rozas de Puerto Real. Elaboración Propia

Se puede apreciar como los meses con mayor consumo eléctrico son: enero, julio, agosto y diciembre. Diferenciando dos tendencias, la primera que va ligada a las horas de luz solar, debido a que a medida que las horas de luz solar se ven reducidas, el consumo aumenta, mientras que, por el contrario, cuando las horas de luz se ven incrementadas el consumo tiende a disminuir. Excepto para los meses de verano, donde la población del municipio se ve incrementada de manera considerable afectando así al consumo general del municipio, debido al incremento del uso de las instalaciones municipales, como puede ser la piscina o las instalaciones deportivas. La otra tendencia que se puede apreciar es la importancia de los días especiales, como, por ejemplo: navidades, semana santa y festivos populares, donde el consumo aumenta debido al recibimiento de gran número de población en dichas fechas y a su participación y uso de las actividades municipales.

El estudio realizado aporta un gran valor informativo acerca de la situación energética y las necesidades con las que el municipio convive. Para dar un enfoque aún más concreto acerca de las necesidades en el día a día, se va a realizar un estudio energético diurno y otro nocturno, pudiendo así diferenciar el consumo eléctrico que se pueda atacar mediante la producción de la instalación fotovoltaica de forma directa, fomentando el autoconsumo y, por el contrario, el consumo nocturno, clave para llevar a cabo la viabilidad y rentabilidad económica de adquirir y promover almacenamiento energético. Los datos de consumo diurnos y nocturnos del municipio se muestran en la Figura 18.

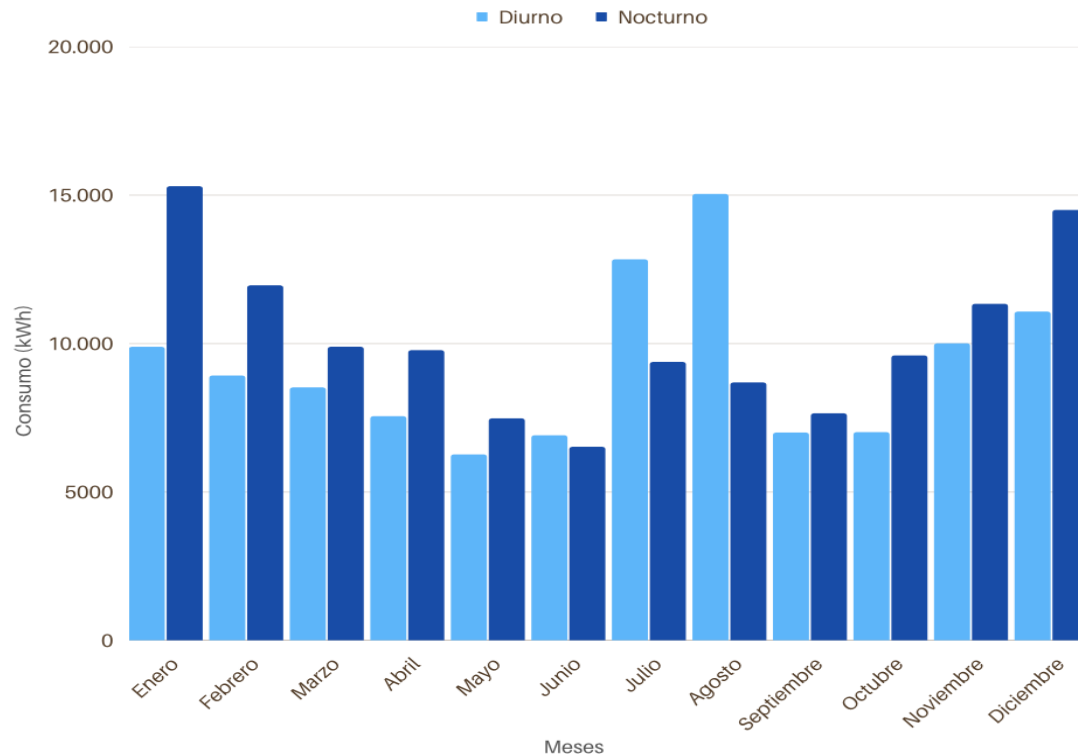


Figura 18: Consumo Mensual Diurno y Nocturno. Elaboración Propia

El consumo nocturno es, casi en la totalidad de los meses, mayor que el consumo diurno, debido a la gran importancia que tiene el Alumbrado Público en el total del consumo. Excepto por los meses de verano, donde las horas de noche son menores y con la llegada de un gran número de población los usos públicos diurnos se ven incrementados drásticamente y, con ellos el consumo, debido a la incorporación de grandes consumidores municipales, como son el recinto de la piscina o el gimnasio, uniéndose a la habitual demanda diurna, a la que se ha de añadir su incremento de consumo referido a la climatización de los edificios municipales. Con estos datos se puede tener información necesaria para el ajuste correcto de la instalación energética con las necesidades de consumo del municipio. El consumo diurno representa un 47,63% del consumo total del municipio frente a los 52,37% que aporta el nocturno. Los cálculos realizados para la determinación de estos resultados se expresan en el Apéndice C.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA

La instalación que se propone en este proyecto se basa en la implementación y explotación de un sistema de placas fotovoltaicas en la zona específica de la Dehesa del municipio de Rozas de Puerto Real. La Dehesa cuenta con una extensión total de 174.455 m², de los cuáles 15.841,26 m² se utilizarán para la implementación de este proyecto. En este espacio calculado y detallado más adelante en el documento, se tienen en cuenta las áreas de los módulos, del espaciado, del centro de control y la accesibilidad al parque solar.

Este proyecto se enmarca en el concepto de energía agrovoltaica, donde las tecnologías renovables se integran armónicamente a las actividades y producciones agrícolas y ganaderas. Se ha seleccionado este tipo de instalación en base a la utilización ganadera del terreno elegido, teniendo en cuenta que se trata de un terreno con una gran expansión y sin sombreados significativos, convirtiéndolo en un espacio idóneo donde implantar un sistema agrovoltaico. Además, tal y como se menciona en el marco teórico, este tipo de instalaciones presentan grandes ventajas como son la producción dual o la revaloración del terreno.

Por ello, se ha diseñado una estructura para elevar los paneles solares, asegurando así que la actividad agraria o ganaderas existentes en la zona no se vean afectadas por la instalación fotovoltaica. Cabe destacar que todos los cálculos relacionados con el diseño de la instalación se encuentran detallados a lo largo del documento, en los apartados y apéndices correspondientes. Se han tenido en cuenta para la realización de dichos cálculos aspectos como la capacidad de generación de energía, el dimensionamiento de paneles, configuración de módulos, consumo y condiciones específicas de Rozas de Puerto Real.

4.2.1 Estudio de la tecnología seleccionada

En este apartado se detallará y especificará la tecnología seleccionada para la instalación agrovoltaica, así como las justificaciones de esta. Para seleccionar la tecnología a utilizar se deben tener en cuenta diferentes factores como el suelo, las características del terreno, altura necesaria, etc.

Este estudio tiene como objetivo explorar y analizar los módulos bifaciales. Se trata de una tecnología puntera y de vanguardia en el ámbito solar, presentando una capacidad excepcional basada en maximizar la captación de radiación, utilizando tanto la parte frontal como la trasera. Gracias a esta innovación, este tipo de módulos consiguen una rentabilidad y rendimiento energético mucho mayor que los módulos tradicionales monofaciales, aunque su principal inconveniente es el coste.

A lo largo de esta sección se abordarán diferentes temas relacionados con esta tecnología, haciendo un análisis exhaustivo para tener una mayor comprensión de las ventajas e inconvenientes que presentan, entendiendo su potencial y la viabilidad de estos módulos en este proyecto.

4.2.1.1 Superficie del suelo (albedo)

La superficie del suelo es un factor determinante, tanto la textura como el color que adquiere el terreno donde se instalará los módulos, haciendo de este factor el más importante en la bifacialidad de una instalación fotovoltaica, y afectando directamente en la caracterización del albedo, es decir la cantidad de radiación reflejada por la superficie del terreno en la cara posterior del módulo [10].

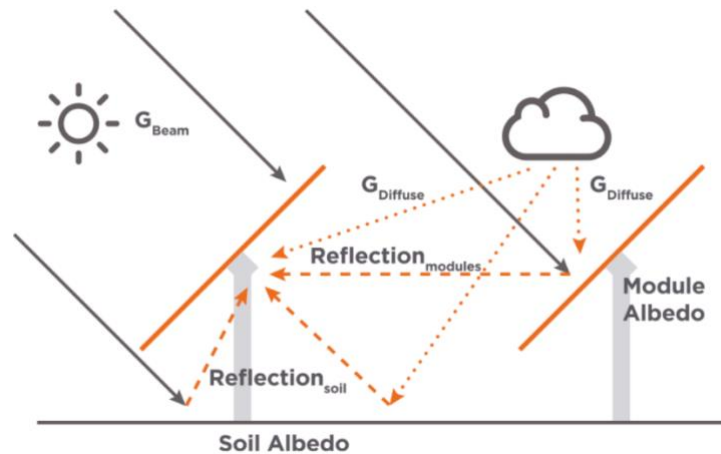


Figura 19: Influencia del Albedo en la Bifacialidad. [10]

Las superficies lisas y claras obtienen valores más altos de ganancias de albedo, mientras que las superficies rugosas y de tonos oscuros consiguen valores inferiores.

En el caso del terreno en el que se instalará el campo fotovoltaico, no es un terreno uniforme durante todo el año, sino que la flora varía según la estación del año en la que nos encontremos (Albedo de tipo estacional) [10].

Para el terreno asignado, la flora será muy próxima a las indicaciones representadas para primavera y verano por lo que su albedo rondará dichos porcentajes marcados en la Figura 20. Esto conlleva que la ganancia bifacial este próxima al 12%.



Figura 20: Influencia Albedo Estacional. [10]

4.2.1.2 Distancia entre seguidores

La distancia entre seguidores es una de las variables más influyentes dentro de la variable bifacialidad. A mayor distancia entre paneles, mayor será la radiación reflejada por parte del terreno que podrá ser emitida hacia la cara trasera. Debemos tener en cuenta que una mayor distancia entre paneles conlleva una superficie mayor de la instalación, como se aprecia en la Figura 21.

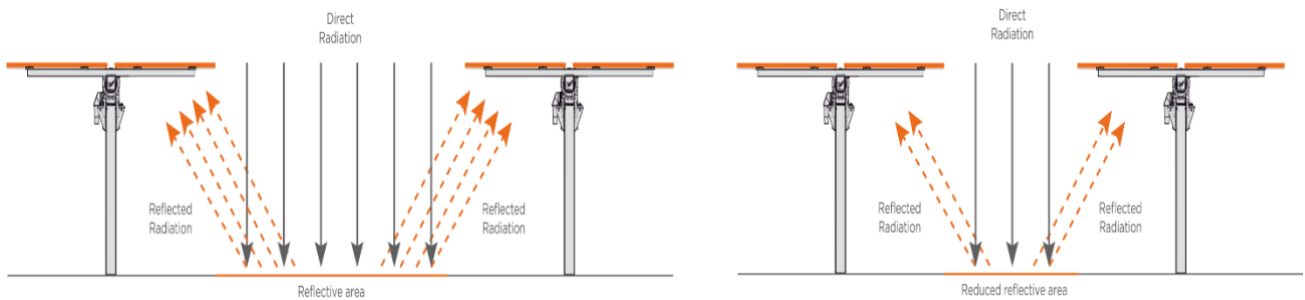


Figura 21: Influencia separación entre módulos. [10]

4.2.1.3 Altura del módulo

La altura a la que se encuentra el módulo bifacial es diferencial a la hora de la captación de irradiancia por la parte posterior de dicho elemento, siendo la segunda influencia principal en el rendimiento de un módulo bifacial. Los módulos que se sitúan a mayor altura con respecto al suelo obtienen más radiación difusa que los más próximos a la superficie.

Esta misma situación ocurre con la radiación reflejada desde el suelo, captando mayores valores los módulos con una mayor altitud que los que se encuentran más cercanos al suelo.

Además de los beneficios en cuanto a la captación de radiación reflejada y difusa por el módulo cuando se encuentran a una determinada elevación. Se debe mencionar que los módulos, cuando se sitúan en una posición más elevada, funcionan de una manera óptima, debido a la refrigeración que produce el viento cuanto mayor sea la distancia a la que se encuentra nuestro módulo, funcionando a temperaturas menores que si el módulo tuviese poca altura.

Otra de las ventajas que tiene la bifacialidad en módulos con una altura considerable es que, cuanto mayor es la altura del módulo, menor será la intensidad de su sombra y por tanto se podrá obtener valores más altos de reflectividad de la superficie sobre la cara posterior, tal y como indica la Figura 22 [10].

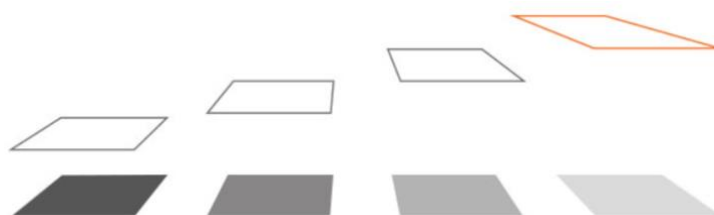


Figura 22: Influencia de la altura del módulo. [10]

4.2.1.4 *Comparativa monofacial vs bifacial*

La empresa Soltec, a modo de comparativa, realizó un estudio significativo entre los módulos monofaciales y los bifaciales con las mismas características, Estos datos están reflejados en el Apéndice F. Según este estudio los módulos bifaciales aportan una mayor ganancia en potencia, en torno a un 12%, y producen una mayor energía. Como punto negativo está el valor económico, ya que los módulos bifaciales están entre un 8-12% más caros que los monofaciales. Además, los módulos bifaciales muestran mejores porcentajes de degradación con el tiempo, por lo que pueden alargar su vida útil en torno a 5 años más que los monofaciales. Como conclusión, la tecnología bifacial es una buena elección técnica debido a que se puede obtener una producción más elevada a un precio no muy elevado frente a su competidor, además de las ventajas que tiene en la instalación propuesta. Se trata de una instalación agrovoltáica, donde sus principales características son la de situarse con un espaciado modular superior al de una instalación convencional, y a una altura considerable para que puedan interaccionar los trabajos realizados en los terrenos con la producción solar, debido a estas condiciones y los puntos clave en referencia a la bifacialidad, hacen que esta tecnología sea la idónea para la instalación propuesta.

4.2.2 Selección del módulo

El módulo elegido para la instalación propuesta será el siguiente modelo: Powerplus 144-HG I comercializado por la empresa SolarProfit, este módulo tiene como características principales las de ser un panel bifacial con tecnología Heterojunction (HJT), con una potencia máxima de salida de 580 W. Las características técnicas propias del panel seleccionado están desglosadas en el Apéndice F.

La elección de este módulo se basa en diferentes factores. Con la tecnología HJT se pueden alcanzar mayores grados de eficiencia a un menor coste, debido a su composición, que combina las células de silicio monocristalino con las de silicio amorfo, presente en la capa fina. Además, esta tecnología es más resistente que las placas convencionales, gracias al doble vidrio que lo compone, favoreciendo así a su vida útil, ya que garantizan una degradación lineal durante los primeros 30 años.

Otro de los factores que llevan a la elección del módulo HJT es la transparencia del módulo y su comportamiento ante la luz. En este tipo de módulos, la parte trasera está diseñada para permitir que la luz solar pase a través de la célula solar y se refleje en la superficie posterior del módulo para ser capturada por las células fotovoltaicas en esa superficie. La cantidad de luz solar que puede pasar a través de la célula solar depende en gran medida de la transparencia del material utilizado en su fabricación. Estas características se consiguen gracias a la composición de sus capas, siendo la capa superior de silicio amorfo y más transparente, mientras que las capas inferiores son de silicio cristalino y menos transparentes

Por último, destacar el comportamiento de la tecnología ante altas temperaturas en comparación con una placa convencional, tal y como se muestra en la Figura 23.

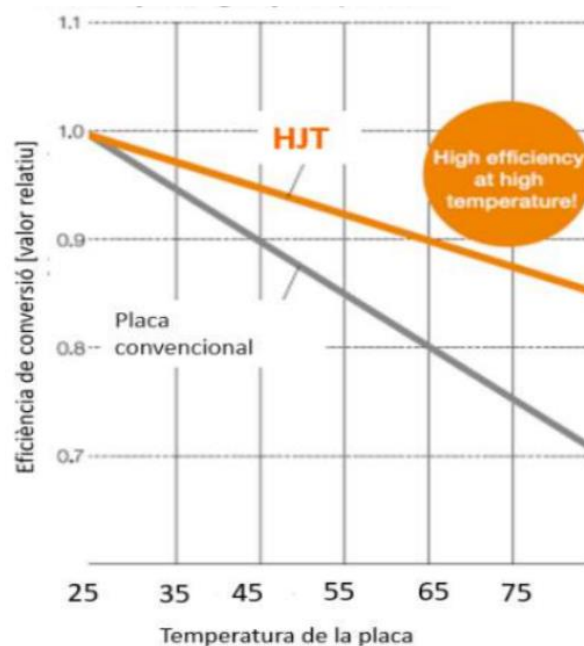


Figura 23: Diferencia de la temperatura en la eficiencia del módulo. [19]

Para calcular el factor de bifacialidad del módulo elegido se empleó la siguiente fórmula.

$$\text{Bifacialidad} = \frac{P_{\text{trasera}}}{P_{\text{frontal}}} = \frac{383}{475} = 0,8$$

$P_{\text{trasera}} = \text{Potencia (W) parte trasera}$

$P_{\text{frontal}} = \text{Potencia (W) parte delantera}$

Esto nos ofrece una visión objetiva de la elección realizada, debido a que puede recibir el 80% de la radiación reflejada por la cara posterior, lo cual hace que sea muy favorable.

4.2.3 Selección del inversor

En cuanto al inversor, para esta instalación se ha seleccionado el modelo SG110CX de la empresa Sungrow. El principal factor que nos ha llevado a esta toma de decisión es el voltaje que presenta, encontrándose en un rango entre 200-1000V, siendo así idóneo para la instalación propuesta. Todas las especificaciones técnicas del equipo se muestran en el Apéndice F.

4.3 CÁLCULOS Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

A continuación, se especifican todos los cálculos relacionados con el diseño de la Instalación. En este apartado se justifican las decisiones tomadas relacionadas con la inclinación, separación entre filas, número de módulos conectados en serie, número de cadenas por inversor, número de inversores, número de módulos, cableado y, por último, área del emplazamiento.

4.3.1 Inclinación de paneles

Para la inclinación de los paneles se va a utilizar un sistema por el cual nos aporte una inclinación de 20° en verano y de 50° en el periodo invernal, obteniendo así un mayor aprovechamiento de la incidencia solar sobre los paneles.

4.3.2 Separación entre filas

Se cogerá como ejemplo la distancia entre paneles en el periodo invernal, es decir 50° debido a que será la máxima distancia posible para la instalación.

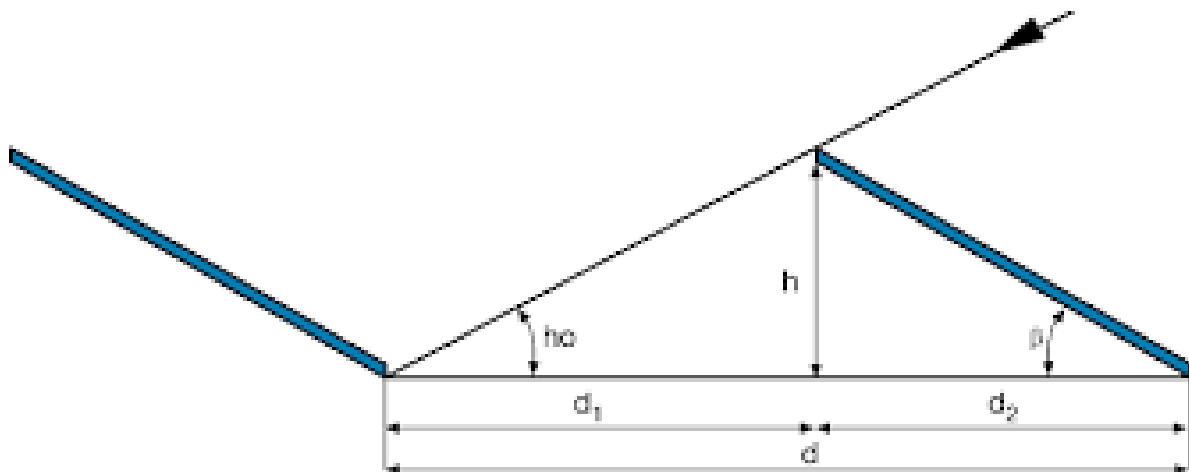


Figura 24: Cálculo para evitar sombras - Separación entre paneles. [23]

En primer lugar, se tendrá en cuenta la altura del panel sobre el plano horizontal, que se regirá por la siguiente ecuación.

$$h = \text{sen}(\alpha) * L_{\text{panel}}$$

$$h = \text{sen}(50^\circ) * 2,132 = 1,63 \text{ m}$$

$$L_{\text{panel}} = \text{Longitud del panel}$$

Siguiendo con el estudio de la disposición entre paneles, se realiza la determinación del factor adimensional k, el cual depende de la Latitud en la que se encuentre la instalación. En el caso de nuestro estudio ésta es de $40,31^\circ$.

Cálculo de k

$$k = \left(\frac{1}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} \right) = \left(\frac{1}{\tan(61^\circ - 40,31^\circ)} \right) = 2,64$$

Tras el cálculo del factor adimensional k, se pasa a calcular d1, que como se indica en la Figura 24, se trata de la distancia entre el siguiente panel con la proyección vertical de la altura máxima del panel en esa disposición.

Cálculo de d_1

$$d_1 = h * k = 1,633 * 2,64 = 4,32 \text{ m}$$

Continuando con el dimensionamiento de la posición de los equipos fotovoltaicos, se procede a calcular d_x , es decir, la distancia entre el módulo fotovoltaico y su proyección de la altura sobre la vertical.

$$d_2 = \cos(\alpha) * L_{panel} = \cos(50) * 2,132 = 1,37 \text{ m}$$

Finalmente se concluye el estudio, con el cálculo de la distancia mínima total entre módulos para que no se vean afectados por las sombras generadas entre ellos.

Distancia mínima total

$$d_{total} = d_1 + d_2 = 4,32 + 1,37 = 5,69 \text{ m}$$

Como el objetivo en este proyecto es el diseño de una instalación agrovoltaica, se recomienda ampliar la separación entre paneles, para aumentar la efectividad tanto del terreno de cultivo, ampliando las zonas de luz entre paneles, como la producción energética adquirida por la cara inferior del panel, gracias a la bifacialidad. Teniendo en cuenta que la distancia mínima es de 5,69m, y carecemos de limitaciones espaciales dentro del terreno seleccionado, se ha propuesto la adición de 4m en la distancia total entre módulos, favoreciendo así la reflectividad entre las cadenas y logrando obtener mejores resultados de producción. Por este motivo se incrementará la distancia entre paneles 4 metros, teniendo una distancia final de 9,69m.

4.3.3 Altura del módulo

La instalación propuesta ha de cumplir con el objetivo de afectar lo menos posible y con un impacto positivo en las funcionalidades del terreno, es decir, en las actividades agrícolas y ganaderas, por lo que se ha procedido a elevar los paneles a 3 metros de altura, consiguiendo consigo una mayor eficiencia de la placa debido a las características bifaciales ya comentadas y, además, a dicha altura la ganadería puede transitar cómodamente en la parte inferior de los módulos, aportando sombra en los meses de más calor y una mayor producción de pasto para consumo. El terreno seleccionado presenta un desnivel de 3m a lo ancho y 2m a lo largo. Se fija una altura mínima de 3 metros, sin embargo, se debe tener en cuenta que cuando aumente el desnivel, se aumentará dicha altura. Por ejemplo, cuando se sitúe en un punto cuyo desnivel es de 2 metros, la altura de la instalación en ese punto será de 5 metros. Por lo tanto, la altura mínima del sistema serán 3 metros, y la máxima 8 metros, siendo el punto que presenta mayor desnivel.

En la Figura 25 se muestra el de forma simplificada la altura de la estructura en cada uno de los puntos críticos del terreno, debido al desnivel.

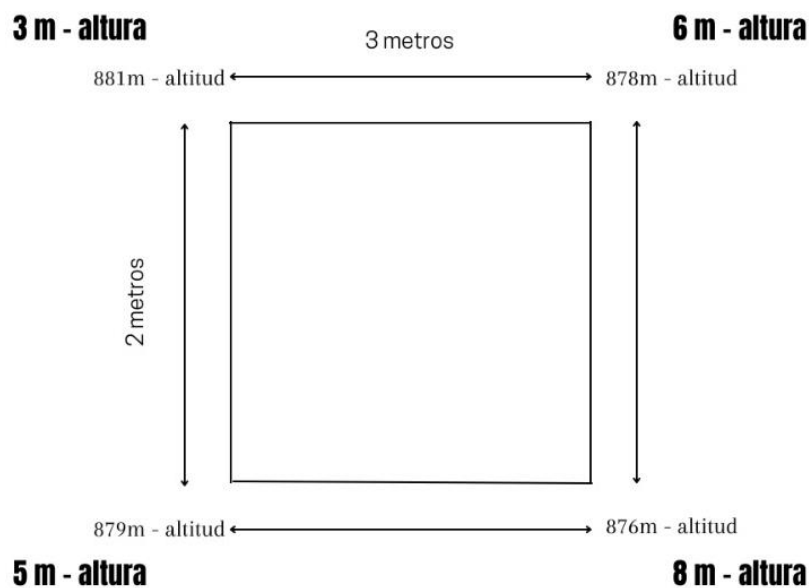


Figura 25: Esquema Distribución de Alturas

En los sistemas agrovoltáicos, la altura de la instalación se debe adaptar a la actividad agrícola llevada a cabo en el terreno seleccionado. En este caso, una altura de 3 metros será suficiente para no perjudicar la producción agrícola.

4.3.4 Número de módulos conectados en serie

A continuación, se mostrarán los cálculos realizados para la obtención del número máximo de módulos en serie y la cantidad de entradas al inversor según los parámetros estipulados.

Según los datos aportados previamente en relación con la climatología, las temperaturas máxima y mínima a la que se puede ver sometida la instalación son: $T^{a_{max}} = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $T^{a_{min}} = -9\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Mediante la siguiente ecuación se puede obtener la temperatura a la que se puede ver comprometida nuestra instalación.

$$T^{a}_{cel} = T_{amb} + \frac{T_{onc} - 20}{0,8}$$

T^{o}_{cel} = Temperatura de la célula

T_{amb} = Temperatura Ambiental

T_{onc} = Temperatura de operación de la célula

Introduciendo los valores máximos y mínimos ya comentados, obtenemos los siguientes valores.

$$T^{a}_{celmax} = 40 + \frac{43-20}{0,8} = 68,75^{\circ}\text{C}$$

$$T^{a}_{celmin} = -9 + \frac{43-20}{0,8} = 19,75^{\circ}\text{C}$$

T_{celmin}° = Temperatura de la célula mínima T_{celmax} = Temperatura de la célula máxima

Continuando con el estudio, se analiza el número óptimo de células fotovoltaicas en serie, para este cálculo se tomará como referencia la T_{min}^a del panel, esto es debido a dicha T^a define cuando la tensión del circuito abierto es máxima y, por consecuencia, se obtienen el número máximo de módulos.

$$V_{oc}(T_{min}^a) = V_{oc}(25^{\circ}C) + Coef_{T^{\circ}} * (T_{min}^a - 25^{\circ}C)$$

V_{oc} = Voltaje Circuito Abierto

$Coef_{T^{\circ}}$ = Coeficiente de temperatura

T_{min}° = Temperatura mínima

$$V_{oc}(19,75^{\circ}C) = 54,25 + (-0,22) * (19,75^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 55,41 V$$

Para la $T_{min}^a = -9^{\circ}C$ se obtiene la siguiente configuración de módulos máximos en serie.

$$Max n_{serie} = \frac{V_{DC,max,INV}}{V_{oc}} = \frac{1100}{55,41} = 19,85 \text{ células}$$

$V_{DC,max,INV}$ = Voltaje Máximo de Corriente Directa del Inversor

$Max n_{serie}$ = Número Máximo de Módulos en Serie

El número máximo de módulos en serie que cumple con la tensión máxima admisible es de 19 módulos conectados en serie. Siguiendo con el proceso, se realizará el cálculo adecuado para asignar el número de módulos mínimo por inversor.

$$V_{mpp}(T_{max}^a) = V_{mpp}(25^{\circ}C) + Coef_{T^{\circ}} * (T_{max}^{\circ} - 25^{\circ}C)$$

V_{mpp} = Voltaje de Máxima Potencia

Para esta situación se deberá asignar la T_{max}^a recogida anteriormente, ya que cuando la Temperatura va aumentando, el voltaje se ve disminuido y, en consecuencia, la potencia actuará de la misma manera. Si la tensión disminuye por debajo del voltaje mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), el inversor se tendría que desconectar. Por este motivo se deberá marcar de forma correcta el límite mínimo de paneles solares por cadena.

$$V_{mpp}(68,75^{\circ}) = 45,4 + (-0,22) * (68,75 - 25^{\circ}C) = 35,75 V$$

Con el valor de voltaje obtenido a la T_{max}^a , procedemos a realizar el cálculo mediante el límite mínimo de voltaje admitido por el inversor.

$$Min n_{serie} = \frac{V_{DC,min,INV}}{V_{oc}} = \frac{550}{35,75} = 15,38 \text{ células}$$

$Min n_{serie}$ = Número mínimo de paneles en serie por cadena

$$V_{DC,min,INV} = \text{Voltaje M\u00ednimo de Corriente Directa del Inversor}$$

Finalmente, seg\u00fan los datos obtenidos en los c\u00e1lculos realizados se ha tomado la decisi\u00f3n de tomar 16, el n\u00famero de paneles en serie por cadena.

4.3.5 N\u00famero de cadenas por inversor

A partir de realizar el estudio correspondiente a la distribuci\u00f3n de m\u00f3dulos en serie para formar una cadena, el siguiente paso es realizar el c\u00e1lculo correspondiente al n\u00famero m\u00e1ximo de series por inversor que se pueden conectar. Para ello se realizar\u00e1 el cociente entre la intensidad m\u00e1xima de entrada admisible por el inversor, entre la corriente de cortocircuito de la cadena, en nuestro caso, \u00e9sta es igual a la que se aporta en un m\u00f3dulo, esto sucede por la disposici\u00f3n en serie de la instalaci\u00f3n.

$$N^{\circ}_{cadenas\ inversor\ (max)} = \frac{I_{in(max)}}{I_{sc}} = \frac{144}{12} = 12$$

I_{in} = Intensidad m\u00e1xima de entrada

I_{sc} = Intensidad cortocircuito

El siguiente paso es determinar el n\u00famero de cadenas admisibles por cada uno de los inversores, para ello es necesario calcular la potencia por cada una de las cadenas y, posteriormente, realizar el cociente entre la potencia m\u00e1xima admitida por cada inversor y la potencia correspondiente a cada una de las cadenas.

$$P_{cadenas(total)} = P_{m\u00f3dulo} * n^{\circ}_{m\u00f3dulos} = 580 * 16 = 9.280\ W$$

$$N^{\circ}_{cadenas\ inversor} = \frac{P_{inversor(max)}}{P_{cadena(total)}} = \frac{80.000}{9.280} = 8,62 \approx 8$$

Finalmente podemos concluir, que se dispondr\u00e1 de una distribuci\u00f3n de 8 cadenas por cada uno de los inversores.

4.3.6 N\u00famero de inversores

Mediante los datos obtenidos en los apartados previos se procede a realizar la distribuci\u00f3n total del n\u00famero de cadenas totales y del n\u00famero final de inversores necesarios para el correcto funcionamiento del proyecto.

$$N^{\circ}_{cadenas\ inversor} = \frac{P_{instalada(total)}}{P_{cadena(total)}} = \frac{384.000}{9.280} = 41,37 \approx 41$$

$$N^{\circ}_{inversores} = \frac{N^{\circ}_{cadenas}}{N^{\circ}_{cadenas\ inversor}} = \frac{41}{8} = 5$$

Se dispondrán de un número total de 41 cadenas y 5 inversores dentro de la instalación fotovoltaica propuesta.

4.3.7 Número de módulos

Por último, se procede a realizar el cálculo total de módulos que forman parte de la instalación, para ello se tendrá en cuenta la potencia total instalada (384 kW) frente a la potencia unitaria de cada uno de los módulos elegidos, en este caso 580 W por módulo.

$$N^{\circ}_{módulos} = \frac{P_{instalada(total)}}{P_{módulo}} = \frac{384.000}{580} = 662$$

Finalmente, la instalación contará con 662 módulos fotovoltaicos, que formarán parte del proyecto propuesto para el municipio.

4.3.8 Cableado

Con el fin de definir los diferentes conductores en una instalación fotovoltaica, se establecen tramos para la corriente continua y alterna. Se identifican tres tramos de corriente continua: entre los módulos y los reguladores de carga, entre los reguladores de carga y las baterías, y entre los reguladores de carga y los inversores. Además, hay un único tramo de corriente alterna que se extiende desde los inversores hasta el centro de transformación.

Se ha optado por utilizar cables de cobre en todos los tramos debido a su mayor conductividad en comparación con otros materiales como el aluminio. Para minimizar las pérdidas, se aplicará un doble aislamiento compuesto de polietileno y PVC.

El dimensionamiento del cableado dependerá de la cantidad de energía a transportar y la distancia que recorre la corriente eléctrica. Para determinar la sección mínima deberemos tener en cuenta diferentes factores, con el objetivo de evitar exceder la caída de tensión máxima permitida. Según las condiciones de IDAE, para un correcto funcionamiento del sistema, debemos construir un cableado con la sección suficiente para que la caída de tensión sea menor a 1,5% [11].

Este criterio se define mediante una expresión que considera varios parámetros, entre ellos la longitud del tramo que se desea analizar. Dado que existen tramos de diferentes longitudes en la instalación, la sección del cable variará dependiendo de la zona que se esté evaluando. No se profundizará en el estudio detallado del cableado debido a la falta de información precisa sobre la cantidad de cable necesaria en cada tramo. Sin embargo, basándonos en proyectos similares que han realizado un análisis exhaustivo, se estima que se requerirían cables con una sección de 6 mm².

Para la protección del cableado frente a cualquier interconexión con los animales que transiten la instalación, se recubrirán y se soterrarán para evitar posibles daños y accidentes.

4.3.9 Instalación en el emplazamiento

Para terminar con este apartado y tras los datos obtenidos en los subapartados anteriores, se ha realizado el cálculo estimado correspondiente a la disposición final de la instalación en la superficie disponible. Por lo que son necesarios los siguientes cálculos.

$$\text{Área}_{total\ módulos} = N^{\circ}_{módulos} * \text{Área}_{módulo} = 662 * 2,234\ m^2 = 1.478,91\ m^2$$

Además del área ocupada por los módulos, hay que tener en cuenta el espaciado entre módulos propuesto, los diferentes accesos al recinto y la disposición de un búnker como centro de control.

$$\text{Área}_{total} = \text{Área}_{total\ módulos} + \text{Área}_{espaciado} + \text{Área}_{bunker} + \text{Área}_{accesibilidad}$$

$$\text{Área}_{espaciado} = 9,69m * (16_{módulos} * 2,132_{longitudpanel} * 41_{cadenas}) = 13.552,35\ m^2$$

Se debe añadir el área que ocupa la sala de control la cual tendrá una disposición de 10m²

$$\text{Área}_{salacontrol} = 10\ m^2$$

Y una área dedicado a la accesibilidad de vehículos y personal de la instalación de aproximadamente 800m², lo cual implica un 5% del total de la instalación.

$$\text{Área}_{accesibilidad} = 800\ m^2$$

Finalmente, el área de ocupación final será el siguiente:

$$\text{Área}_{total} = 15.841,26\ m^2$$

Por lo que, el área total estimada para la instalación propuesta es de 15.841,26 m², lo que implica que se hará un uso del suelo del 9% de la totalidad del terreno seleccionado, esto hace que nuestro impacto en cuanto a área sea muy bajo, en la Figura 26, se muestra la sección útil para la instalación propuesta.

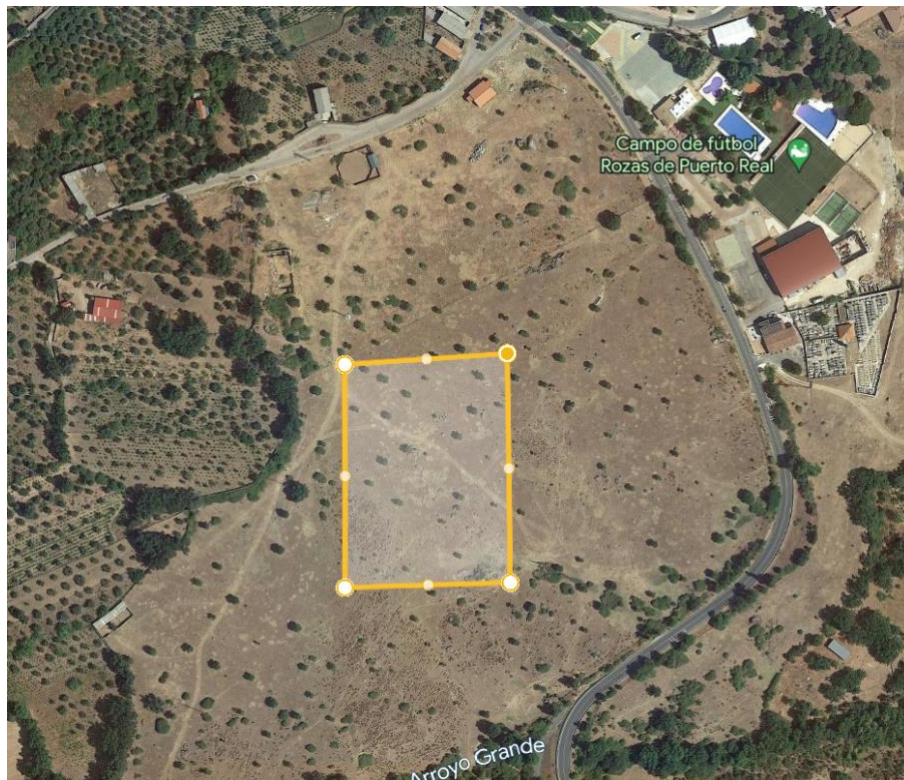


Figura 26: Ubicación de la instalación

Como documentación adicional, se ha realizado una representación simulada de la infraestructura de marquesinas y soportes elevada, esta representación sencilla se puede apreciar en el Apéndice G del documento. En la presente Figura 27, se muestra un ejemplo de la infraestructura propuesta de cara a la instalación



Figura 27: Infraestructura propuesta. [24]

4.4 SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN DISEÑADA

Una vez seleccionado el emplazamiento, la tecnología, diseñado la instalación y hecho todos los cálculos pertinentes, se realiza la simulación del proyecto a través del software PVsyst. Gracias a este programa obtenemos una simulación detallada con diferentes datos relevantes que nos ayudan a estudiar

finalmente la viabilidad del proyecto. Con esta herramienta hemos modelado y evaluado el rendimiento energético de la instalación en base a todas las variables introducidas.

Los datos y detalles específicos de la simulación se encuentran adjuntos en el Apéndice H de este documento. En la simulación se incluyen los resultados obtenidos, así como las variables utilizadas y las metodologías aplicadas.

4.4.1 Comparativa entre producción y consumo

Atendiendo a la curva de consumo del municipio estudiada previamente, y a la ubicación del emplazamiento de la instalación, se propone la siguiente instalación.

Tabla 3: Potencia pico, Potencia Nomina, Módulo Elegido, N.º Módulos

Potencia Instalación	384 kW	Módulo elegido	580 Wp
N.º Inversores	5	N.º Módulos	662

Después de la toma de decisiones y cálculos necesarios para la realización del proyecto, se realiza el estudio energético. Para ello, es necesario el uso de la base de datos de la localidad (Rozas de Puerto Real) donde se fija la instalación fotovoltaica. Esta información se extrae a partir de la base de datos de la comisión europea “Photovoltaic Geographical System” (PVGIS).

Seguidamente, se ha tomado como factor clave del dimensionamiento de la instalación, que esta sea capaz de abastecer el 100% del consumo energético diurno anual y en concreto para el mes más desfavorable en cuanto a horas solares, es decir, diciembre (11069,25 kWh). Consiguiendo así una simulación y un dimensionamiento capaz de abastecer al municipio en las situaciones más desfavorables.

La base de datos extraída de PVGIS, se introduce en el software PVsyst, el cual tiene un alto prestigio reconocido dentro del sector fotovoltaico a nivel ingenieril. Este software realiza una simulación precisa de la instalación fotovoltaica propuesta, obteniendo la producción de energía de la misma. Tras haber simulado nuestra propuesta de instalación, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4: Producción Energética, Fuente PVsyst, Elaboración Propia

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	455	14091	3,84	119,04
Febrero	540	15175	5,02	140,56
Marzo	660	20463	5,76	178,56
Abril	698	20932	6,17	185,1
Mayo	732	22647	6,64	205,84

Junio	793	23834	7,45	223,5
Julio	814	25199	7,78	241,18
Agosto	759	23530	7,22	223,82
Septiembre	660	19765	6,07	182,1
Octubre	575	17830	5,11	158,41
Noviembre	438	13176	4,08	122,4
Diciembre	363	11193	3,39	105,09
Total	623,87	227834	5,71	2085,6

Donde:

- Ed: Producción eléctrica media diaria dada por el sistema (kWh/día)
- Em: Producción eléctrica media mensual dada por el sistema (kWh/mes)
- Hd: Producción eléctrica media diaria por metro cuadrado (kWh/m²/día)
- Hm: Producción eléctrica media mensual por metro cuadrado dada por el sistema (kWh/m²/mes)

Tras los resultados obtenidos mediante la simulación, comparamos el consumo mensual diurno del municipio frente a la producción de la instalación, tal y como se muestra en la Figura 28.

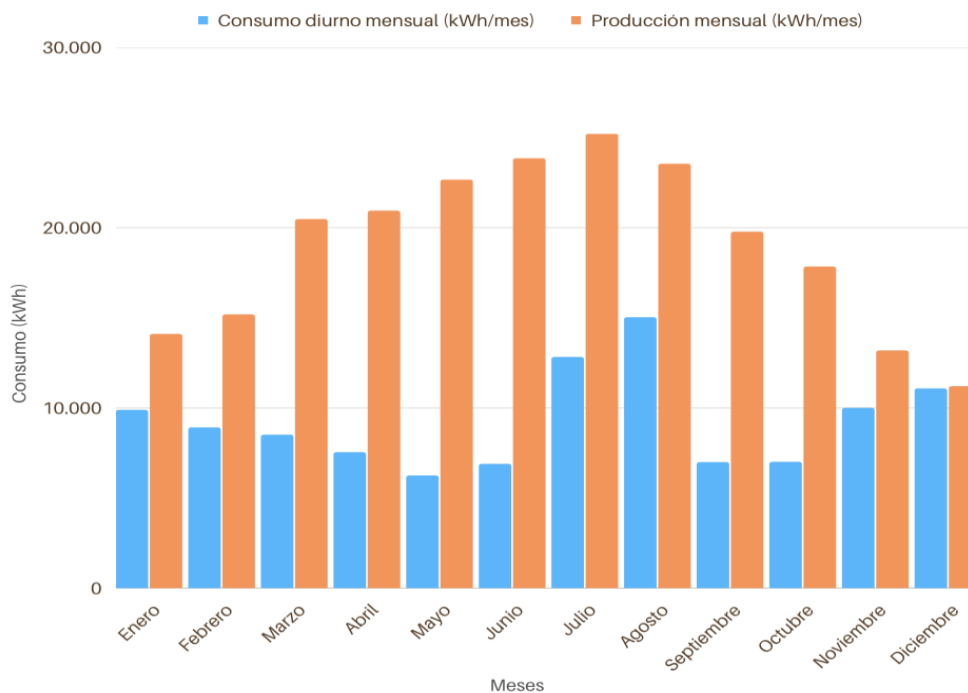


Figura 28: Consumo Diurno vs. Producción Mensual. Fuente PVsyst, Elaboración Propia

Como se puede observar el consumo diurno es muy inferior a los valores de producción de la instalación. La instalación ha sido propuesta mediante los datos de consumo diurnos, con el objetivo de abastecer la totalidad mensual del consumo diurno del municipio, es decir el 47,63% del consumo general. Se ha fijado como valor clave el abastecimiento del mes con menor capacidad fotovoltaica, debido a su limitación en cuanto a luz solar presente, siendo este mes diciembre. Esto ha sido pensado para que se pudiera abastecer el consumo diurno, que es el que directamente se vería beneficiado por la instalación y que, además, se tenga producción para realizar futuras ampliaciones de consumo en el municipio, como puede ser, la ampliación de la piscina municipal o la creación del edificio que albergará el gimnasio municipal.

A partir de analizar la producción frente al consumo, surgen varias variantes para aprovechar dicha sobredimensión de la instalación, debido a que los excedentes representan un 51,31% de la producción anual de la instalación, por lo que en el siguiente apartado se va a discutir dos posibles decisiones acerca de estos excesos de producción y su viabilidad a nivel económico. Los valores relacionados con el consumo y producción de la instalación se encuentran recogidos en el Apéndice J.

4.5 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

En esta sección del documento se detallará la planificación y organización del proyecto que se ha de seguir durante el proceso de ejecución del trabajo. Se trata de una fase fundamental y esencial, realizada al comienzo del trabajo.

Gracias a esta planificación, podremos distinguir y evaluar los plazos y la duración de las tareas y actividades que están involucradas a lo largo del proceso de análisis, diseño, implementación, pruebas y mantenimiento. Siguiendo la planificación a mostrar, podremos asegurar y garantizar un control adecuado a lo largo de la implementación.

4.5.1 Actividades Programadas

A continuación, se mostrará la Tabla 5, con las diferentes actividades que se realizarán, incluyendo la duración y dependencias de estas.

Tabla 5: Planificación de las Actividades Programadas

ID	Actividad	Duración(días)	Actividad Previa
A	Inicio del proyecto	0	-
B	Ingeniería básica	20	-
C	Estudio del proyecto y localización del emplazamiento	15	-
D	Realización de informes	5	C
E	Licencias	60	C
F	Tramitación y autorización de permisos legales	60	-
G	Ingeniería de detalle	35	B
H	Dimensionamiento de equipos	5	B
I	Cálculo de la instalación completa	30	H
J	Fin de la Ingeniería	0	I
K	Compra de equipos	58	G
L	Estudio de mercado	4	G
M	Contacto empresas distribuidoras (RFQ)	15	L
N	Compra de equipos y material	3	M
O	Suministro de equipos	40	N
P	Obra civil	38	G, E, K
Q	Preparación del terreno y sus canalizaciones	30	G, E, K
R	Creación de accesos	2	Q
S	Cimentación	3	Q
T	Pavimentación de caminos	3	Q
U	Instalación de estructuras	5	Q, R, S, T
V	Montaje mecánico	7	P
W	Montaje de paneles	7	U
X	Montaje sala de control	1	U
Y	Montaje eléctrico	2	V
Z	Conexión paneles	1	W
AA	Conexión sala de control	1	X, Z

ID	Actividad	Duración(días)	Actividad Previa
AB	Puesta en marcha	15	V, Y
AC	Testeo	10	V, Y
AD	Prueba final	5	AC
AE	Fin de proyecto	0	AD

En la Tabla 5, se muestran las actividades programadas para cumplir con los objetivos propuestos. Todas las actividades deberán tener un riguroso seguimiento y control, para evitar así posibles demoras en la implementación del proyecto. Teniendo en cuenta la planificación, el proyecto se diseña, implementa y testea en un total de 182 días laborales, comenzando el 2 de enero de 2023 y finalizando el 12 de septiembre de 2023. En el Apéndice B se muestra el diagrama de Gantt ejecutado con la herramienta de GanttPRO.

4.6 ESTUDIO ECONÓMICO

En el presente apartado se procederá a realizar el estudio económico de la instalación fotovoltaica propuesta para el municipio de Rozas de Puerto Real, con este estudio se podrá evaluar de una manera general la rentabilidad económica del proyecto.

Para realizar un análisis correcto se ha de tener en cuenta mucha información en referencia al proceso de construcción del proyecto y las posibles ventajas económicas de dicha instalación. Para ello se procederá a analizar la ganancia económica que se obtiene a partir de las ventas correspondiente a los excedentes de la producción de energía frente a los costes que conlleva la instalación.

4.6.1 Presupuesto del proyecto

El presupuesto de un proyecto es una herramienta fundamental que permite planificar y controlar los recursos financieros necesarios para su correcta ejecución. Consta de un documento estratégico que estima los costes asociados a cada una de las actividades, tareas o componentes de un proyecto, brindando una visión clara de los gastos esperados. Un presupuesto bien estructurado y realista proporciona una base sólida para la toma de decisiones económicas y el uso eficaz de los recursos disponibles.

Para realizar el cálculo del presupuesto se ha tenido en cuenta inicialmente el coste de equipos asociados al proyecto, para la realización de dicho apartado se ha contado con la información suministrada por la empresa SolarProfit, la cual ha atendido mis consultas acerca de los costes.

Para el cálculo del coste total de los equipos fotovoltaicos se ha tenido en cuenta los paneles fotovoltaicos y los inversores necesarios. Cada uno de los costes son:

- Paneles solares 0,335 €/W, aportado por SolarProfit
- Inversores 3850 €/unidad, aportado por SolarProfit

$$\text{Coste Paneles solares} = 0,335 \text{ (€/W)} * 384.000 W_{\text{instalados}} = 128.640\text{€}$$

$$\text{Coste Inversores} = 3.850 \text{ (€)} * 5 = 19.250\text{€}$$

Por lo que el coste total de los equipos es de 147.890 €. A parte de este monto económico hay que tener en cuenta también los costes por trabajos adicionales que forman parte de la instalación global. Para realizar el coste total se ha calculado mediante el “Método de los Porcentajes” los cuales se representan en la Tabla 6.

Tabla 6: Cálculo Presupuesto del Proyecto

Método de porcentaje	Porcentaje	Inversión
Coste equipos	-	147.890,00 €
Estructuras, Soportes	50%	73.945,00 €
Trabajos en terreno	7%	10.352,30 €
Cableado y electricidad	4%	5.915,60 €
Instrumentación y Control	3%	4.436,70 €
Ingeniería de detalle	15%	22.183,50 €
Construcción y dirección de obra	20%	29.578,00 €
Total área de proceso	-	294.301,10 €
Gastos generales	12%	35.316,13 €
Total presupuesto	-	329.617,23 €

Por lo tanto, el coste total de la instalación es de 329.617,23 €, lo que conlleva un coste de 0,86 € por W instalado.

4.6.2 Ayudas económicas

Este tipo de instalaciones están subvencionadas dentro de los Fondos Next Generation dedicado por la Unión Europea, para reforzar la transición energética y fomentar el cambio hacia un sistema más sostenible.

A través de la página de Fundación de la Energía junto con la Comunidad de Madrid, podemos acceder a los programas de ayuda para renovables en autoconsumo, almacenamiento y sistemas térmicos. Las ayudas están vigentes hasta finales del 2023.

Estas ayudas van sujetas a diferentes programas de distintas tipologías según el uso y el alcance del proyecto. Existen 6 tipos de programas: [12]

- Programa 1: Instalaciones autoconsumo en sector servicios
- Programa 2: instalaciones autoconsumo en sectores productivos
- Programa 3: Almacenamiento en instalaciones de autoconsumo existentes en el sector servicios y otros.
- Programa 4: Instalaciones autoconsumo en sector residencial, administraciones públicas y tercer sector.
- Programa 5: Almacenamiento en instalaciones de autoconsumo existentes en el sector residencial, administraciones públicas y tercer sector.
- Programa 6: Instalaciones de energías renovables térmicas en el sector residencial.

Debido a las características de este proyecto, se solicitará la ayuda del Programa 4, es decir, de instalaciones de energías renovables para el autoconsumo en el sector residencial, administraciones públicas y tercer sector. Para este programa en administraciones públicas y tercer sector las ayudas para las diferentes actuaciones son las siguientes descritas en la Tabla 7.

Tabla 7: Ayudas Económicas para autoconsumo en Administraciones Públicas

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($1.000 \text{ kWp} < P \leq 5.000 \text{ kWp}$).	500	555
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($100 \text{ kWp} < P \leq 1.000 \text{ kWp}$).	650	720
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($10 \text{ kWp} < P \leq 100 \text{ kWp}$).	750	835
Instalación Fotovoltaica autoconsumo ($P \leq 10 \text{ kWp}$).	1.000	1.110
Instalación eólica ($500 \text{ kW} < P \leq 5.000 \text{ kW}$) para autoconsumo.	1.150	1.275
Instalación eólica ($20 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$) para autoconsumo.	2.700	3.000
Instalación eólica ($P \leq 20 \text{ kW}$) para autoconsumo.	4.100	4.550

En este proyecto, la instalación fotovoltaica de autoconsumo se encuentra en una potencia entre $100 \text{ kWp} < P \leq 1.000 \text{ kWp}$, por lo que la ayuda será de 720 €/kWp.

Por otro lado, existe una ayuda adicional por reto demográfico, es decir, en aquellos municipios de hasta 5.000 habitantes se contará con una ayuda adicional establecida en la Tabla 8.

Tabla 8: Ayuda Económica por Reto Demográfico

Ayuda adicional por reto demográfico-Autoconsumo con energías renovables	Ayuda adicional por reto demográfico (€/kW)
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	30
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	35
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	40
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	55
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	85
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	150
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	225

Por lo tanto, siguiendo con la misma potencia que se ha especificado anteriormente, la ayuda adicional será de 35€/kWp. Para el cálculo de la ayuda o incentivo económico, se han realizado los siguientes cálculos:

$$\text{Ayuda por módulo instalado} = 720 \text{ €/kWp} * 384 \text{ kWp} = 276.480\text{€}$$

$$\text{Ayuda por reto demográfico} = 35 \text{ €/kWp} * 384 \text{ kWp} = 13.440\text{€}$$

Por todo ello, la ayuda final del proyecto será de 289.920€.

4.6.3 Ingresos recibidos por la venta de excedentes

Otro de los puntos clave en referencia a la viabilidad del proyecto son los ingresos, ya que son clave en la realización de los Flujos de Caja que nos darán la visión general de la viabilidad del proyecto. Por este motivo, se nos plantean varias opciones de cara a qué hacer con los excedentes acumulados por nuestra instalación, planteando las siguientes propuestas.

4.6.3.1 Inyección de excedentes a la red

En el presente apartado, se especifica la viabilidad de la propuesta de la inyección de los excedentes a la red eléctrica, produciendo consigo una venta del excedente energético producido, lo que conlleva un valor significativo para la viabilidad del proyecto. El vertido de excedentes a la red eléctrica es una técnica cada vez más usual entre las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, debido a que la producción de energía es superior a la demanda, se obtendrá más energía, la cual si no se tiene almacenamiento deberá ser inyectada a la red, consiguiendo una retribución monetaria en la factura mensual.

El precio de la energía excedentaria fluctúa en función de las compañías eléctricas y del tipo de instalación. Para obtener un valor medio realista se ha tomado como referencia los valores aportados por Red Eléctrica Española correspondientes a 2022, mostrados en la Figura 29.

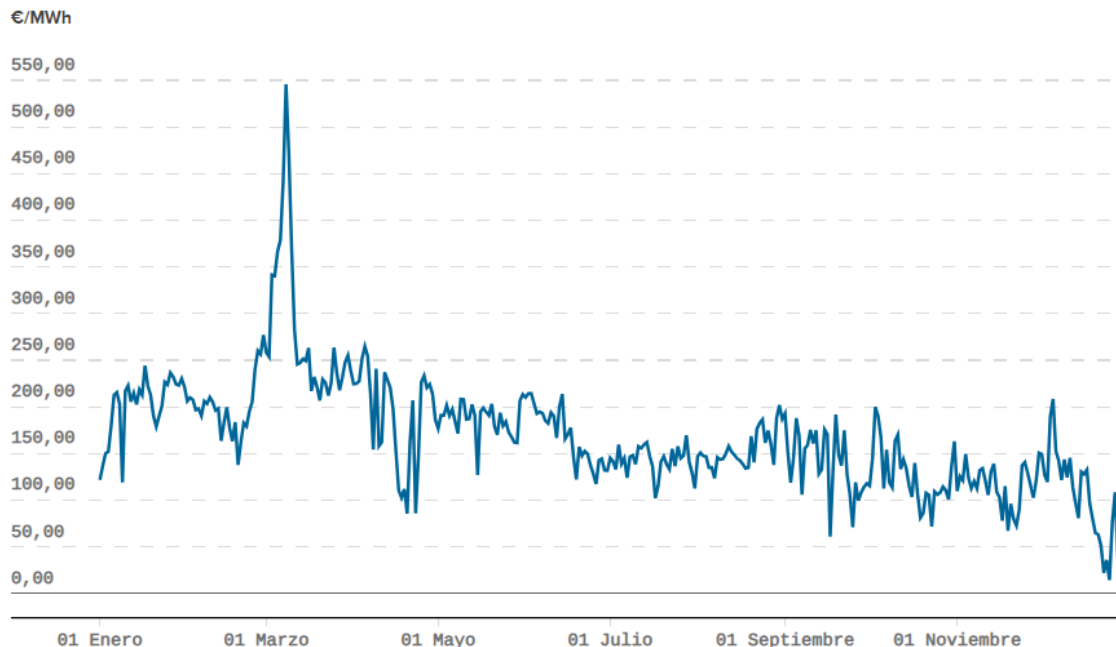


Figura 29: Precio de la Energía Excedentaria del Autoconsumo para el Mecanismo de Compensación Simplificada (PVPC),
Fuente: REE

Como podemos ver en la Figura 29 se puede observar como el precio excedentario varía en gran medida, esto hace que se haya realizado un promedio entre todos los valores diarios para finalmente obtener un valor final de 112,3 €/MWh.

$$116,93 \text{ MWh} * 112,3\text{€/MWh} = 13.131,49\text{€}$$

Mediante este proceso de venta de excedentes se puede lograr un ahorro en la factura del municipio logrando una amortización de la instalación en un menor tiempo. Con los datos excedentarios obtenidos mediante la simulación en PVsyst y el valor promedio del precio excedentario fijado a 112,3 €/MWh, obtenemos un valor de 13.131,49 €/año mediante esta propuesta. Este valor hace referencia a un ahorro del 26% en la factura anual del municipio, con los datos de facturación obtenidos en 2021.

En cuanto a la viabilidad legislativa para esta propuesta, se encuentra con la problemática de que para instalaciones fotovoltaicas con una potencia superior a 100 kW, la normativa vigente (Real Decreto 244/2019, de 5 de Abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica) dicta que este tipo de instalaciones no tienen la posibilidad de acogerse a la compensación de excedentes simplificada, debido a ser una instalación de gran tamaño. Por este motivo, no es viable legislativamente esta propuesta, y sería necesario la instalación de un sistema antivertido para no desperdiciar esa energía producida [13].

4.6.3.2 Acuerdo PPA

Mediante esta propuesta podremos aplicar un Acuerdo PPA (Power Purchase Agreement), es decir, un acuerdo o contrato directo de compraventa de energía entre los productores de energía con los consumidores de forma directa, o entre productores de energía con la compañía eléctrica, la cual actúa de intermediario para posteriormente renegociar otro contrato con el consumidor, suministrando dicha energía renovable de la instalación fotovoltaica.

Este tipo de acuerdo está pensado para acordar un contrato directo de compraventa de energía a largo plazo, es decir, entre 10 y 20 años. Ocasionando que los grandes productores (Potencia > 100 kWh) puedan amortizar la inversión realizada con anterioridad facilitando la viabilidad de las instalaciones de energías renovables. Los acuerdos PPA más comunes son los referentes a energía fotovoltaica y eólica, donde se puede apreciar en la Figura 30, han ido aumentando en estos últimos años.



Figura 30: Volúmenes Globales de PPA Corporativos, Fuente: BloombergNEF, 2020

Como se puede apreciar, en los últimos años el volumen global de Acuerdos PPA se ha visto incrementado exponencialmente y su visión a futuro es que se fije como uno de los principales métodos de compraventa de energía a gran escala, favoreciendo la fiabilidad de que la energía que se consume es de origen renovable.

Durante los últimos años el mercado de los acuerdos PPA está siendo muy variable, por lo que para la realización de este estudio se ha obtenido el precio que marcaba el mercado en enero de 2023 en España, es decir 67 €/MWh. En la Figura 31 se puede apreciar la variación de precios entre los diferentes países Miembros de la UE [14].

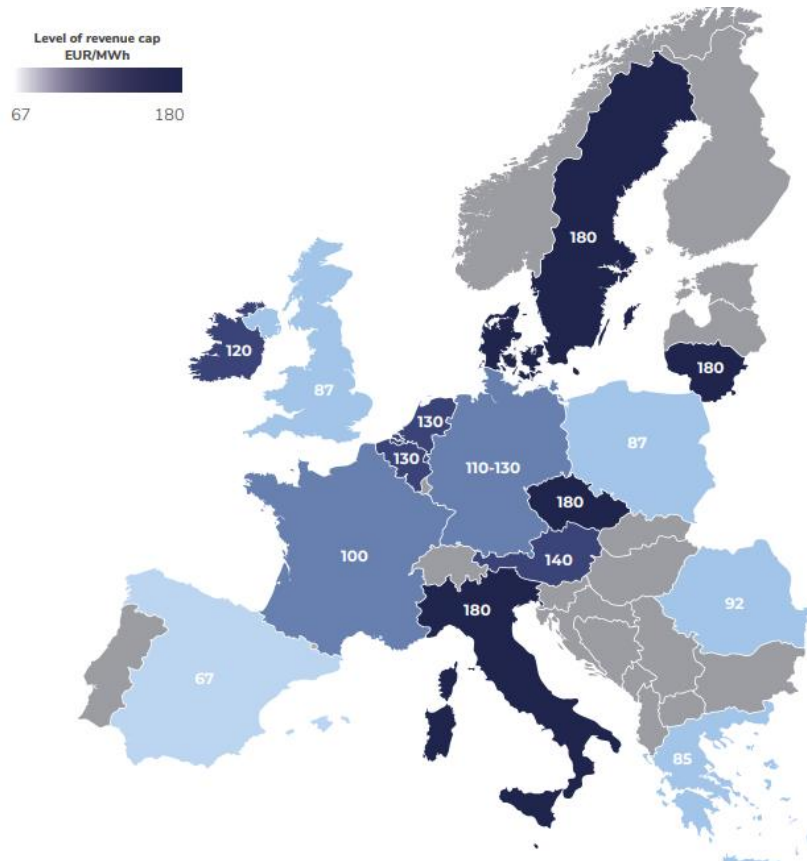


Figura 31: Niveles de Ingresos por Acuerdos PPA en Europa. [14]

Según nuestros valores previamente calculados, nuestros excedentes de energía post instalación son de 116932,24 kWh, es decir 116,93 MWh. Mediante el siguiente cálculo obtenemos la venta de excedentes mediante el acuerdo PPA al precio fijado previamente.

$$116,93 \text{ MWh} * 67\text{€/MWh} = 7.834,31\text{€}$$

Con este método obtendremos unos ingresos anuales por el acuerdo de compraventa de aproximadamente 7.834,31€.

4.6.4 Análisis de rentabilidad del proyecto

Para la finalización del estudio económico, se ha realizado el estudio de viabilidad económica de la instalación fotovoltaica planteada para el municipio de Rozas de Puerto Real. Para la realización de dicho estudio se ha de calcular el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno). Estos dos cálculos nos darán una visión clara de si el proyecto es rentable o no, teniendo en cuenta datos

aportados como la inversión inicial y cada uno de los flujos de caja anuales, calculados a partir de los beneficios y los costes del proyecto.

Para la realización del estudio se han tenido en cuenta las siguientes condiciones para realizar los cálculos correspondientes a los flujos de caja:

- El horizonte temporal del proyecto es de 1 año para la construcción y la puesta en marcha, y 30 años de operación fotovoltaica.
- La inversión total de la obra es de 329.617,23€ y los ingresos generados debido a los acuerdos de compraventa de energía, son: Inyección a red eléctrica (13.131,49€) y Acuerdo PPA (7.834,31€).
- Los costes anuales son de 160,52€, dedicados al mantenimiento de la instalación. La información relativa al mantenimiento en una instalación fotovoltaica se encuentra referido en el Apéndice K.
- La inflación que se ha tenido en cuenta para el cálculo es la correspondiente a la que marca el Instituto Nacional de Estadística en España en mayo de 2023. Cuyo valor es de 3,2% [15].
- La amortización es lineal a un 4% durante 25 años [16].

Con los valores de referencia mencionados, el siguiente paso es el cálculo del VAN y TIR. El VAN se calculará mediante la siguiente ecuación. Donde FC corresponde a los Flujos de caja, k es el interés de referencia asignado y t es el año al que corresponde cada flujo de caja comenzando desde el año 0.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t}$$

VAN = Valor Actal Neto

FC_t = Flujo de Caja en cada periodo

k = interés de referencia asignado

t = año correspondiente a cada flujo de caja

Para la realización del cálculo correspondiente al VAN, se toma como valor de interés de referencia (k) del 6%, ya que los valores usuales para estas instalaciones se encuentran entre 3-8%, por este motivo y al utilizar una tecnología innovadora, se ha propuesto este valor de interés. Para definir si el proyecto es viable, es decir, rentable económicamente, el valor VAN tiene que ser positivo, si por el contrario el VAN es negativo significa que no es rentable realizar la inversión.

El TIR hace referencia a la Tasa Interna de Retorno, este valor nos ofrece una visión clara acerca de la tasa de rentabilidad que nos aporta una inversión. Para el cálculo de este valor se utilizará la ecuación aplicada para el VAN igualando a 0. Para que la inversión sea adecuada económicamente, ésta deberá

superar el 6% de interés marcados como referencia para instalaciones fotovoltaicas, para que la inversión se realice sin pérdidas económicas.

En el siguiente apartado se realiza el desglose de cada uno de los puntos a tener en cuenta en el estudio económico del proyecto:

- **Capital Inmovilizado:** Representa la inversión inicial propuesta para el proyecto en su horizonte temporal, en la instalación propuesta se da en un 100% el año de inicio del proyecto.
- **Capital Circulante:** Valor monetario de los activos corrientes que se poseen. En nuestra instalación se obtiene un valor del 0,5% de la inversión realizada inicialmente.
- **Fondos Invertidos:** Suma del Capital Circulante y el Capital Inmovilizado, en este punto se ha introducido la ayuda administrativa concedida por la instalación.
- **Ventas:** En el proyecto en concreto, son los contratos de compraventa de energía realizados, según el proceso que se elija finalmente. Se ajusta anualmente en función del 4% de inflación marcado.
- **Costes sin Amortización:** Valor monetario en referencia al mantenimiento anual de la instalación, estas especificaciones vienen referenciadas en el Apéndice K.
- **Amortización:** Pérdida de valor de la instalación durante los primeros 25 años de funcionamiento.
- **Beneficios antes de impuestos (BAI):** Hace referencia a la diferencia entre las ventas y los costes y la amortización, siguiendo la siguiente fórmula:

$$BAI = Ventas - Costes \text{ sin Amortización} - Amortización$$

- **Impuestos:** 35% del total de los beneficios previos a impuestos.
- **Beneficios después de impuestos:** Diferencia entre los beneficios antes de impuestos y los impuestos.
- **Fondos Generados:** Siguen la siguiente ecuación

$$FG = BDI + A$$

$$FG = \text{Fondos Generados}$$

$$BDI = \text{Beneficios después de impuestos}$$

$$A = \text{Amortizaciones}$$

- **Flujo de Caja:** Diferencia entre los fondos generados menos los fondos invertidos

$$FC = FG - FI$$

$FC = \text{Flujo de Caja}$

$FG = \text{Fondos Generados}$

$FI = \text{Fondos Invertidos}$

- Flujo de Caja Actualizado: actualización del flujo de caja con el interés de referencia aplicado, con un valor del 6%.

En el Apéndice E se puede consultar los cálculos realizados para cada uno de estos puntos cruciales, al igual que para los valores correspondientes al VAN y TIR.

4.6.5 Resultados finales estudio económico

En el siguiente apartado se analizarán los resultados obtenidos en base a las propuestas planteadas, con la finalidad de decidir cuál de ellas es la más favorable en base a nuestras necesidades.

- Venta de excedentes a la red:

Pese a no ser viable legislativamente este proceso, se ha realizado el cálculo de manera informativa y referencial para tener una comparativa con las demás propuestas. El valor VAN obtenido para dicha propuesta es de 44.338,70€ y un TIR de 26%, por lo que con estos valores obtenidos podemos concretar que esta inversión es rentable. Esta propuesta consta de un Payback en 5 años lo que hace que recuperemos la inversión en un tiempo relativamente corto, favoreciendo la viabilidad económica.

- Acuerdo PPA:

El valor VAN obtenido para dicha propuesta es de 12.497,45 € y un TIR de 17%, por lo que, con estos valores obtenidos, podemos concretar que esta inversión es rentable. Los valores obtenidos son inferiores a los correspondientes a la venta de excedentes a la red, pero esta propuesta sí que es legislativamente óptima. Para esta situación, obtenemos un Payback de 9 años.

Además de este cálculo realizado, es importante remarcar que el ahorro en la factura eléctrica del municipio es de 27.272,68 € lo que conlleva un 53% de ahorro frente a la facturación anual sin la instalación con valores de referencia de 2021.

Por lo tanto, desde mi punto de vista y analizando los diferentes estados de estudio, se puede concluir que esta propuesta es la que mejor se adapta a la viabilidad económica y legislativa del proyecto.

El estudio económico completo se encuentra representado en el Apéndice E.

4.6.6 Facturación anual de la electricidad después de la instalación

Debido a que la instalación propuesta para abastecer al municipio carece de maquinaria de almacenamiento energético, tendrá un consumo eléctrico obtenido mediante la inyección de electricidad de la red y como consecuencia de ello un coste significativo anual.

En este apartado se va a realizar un estudio de la compra de electricidad aportada por la red eléctrica.

En primer lugar, se debe poner en contexto la tarifa eléctrica, que acorde con nuestros requisitos de Potencia instalada, es la tarifa 6.1. TD. Esta tarifa consta de 6 periodos horarios diferentes, donde cada uno de ellos tiene un precio de electricidad diferentes, los cuales se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9: Periodos Tarifarios, Fuente emececuaadrado

Periodo Tarifario	Precio (€/kWh)
P1	0,234
P2	0,224
P3	0,208
P4	0,196
P5	0,186
P6	0,172

Cada uno de estos 6 periodos se distribuyen en el transcurso del año de diferente manera en función del mes en el que nos encontremos, es decir, cada mes tiene su propia distribución de periodos. Además, de esta peculiaridad también es importante destacar que la tarifa, dependiendo de la situación geográfica en la que nos encontremos, tendrá excepciones. Como nuestra instalación se encuentra situada en la Península, nos centraremos en esta. En la Figura 32 se puede apreciar la distribución anual de la tarifa 6.1. TD. según la normativa vigente [17].

PENINSULA												
DESDE JUNIO 2021. CALENDARIO ELECTRICO 6 PERIODOS (AHORA 6.1TD)												
HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN 1º y 2º	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
8	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
9	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
10	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
11	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
12	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
13	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
14	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
15	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
16	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
17	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
18	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
19	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
20	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
21	1	1	2	4	4	3	3	1	3	3	4	2
22	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
23	2	2	3	5	5	4	4	2	4	4	5	3
sab-dom y fes	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Figura 32: Calendario Periodos Tarifarios [17]

Siguiendo con el estudio de los costes asociados a la compra de electricidad inyectada desde la red eléctrica, se ha procedido a analizar el consumo energético mensual fuera de horario de operación de nuestra instalación. Para la realización de este estudio se ha tenido en cuenta el horario de salida y de la puesta de sol, y los horarios de cada una de las instalaciones que forman parte del municipio.

Para ejemplificar los cálculos realizados, se muestran a continuación los realizados para el mes de Enero:

Consumo nocturno: 15290,55 kWh

P6: 8 horas / Importancia horaria: 61,54% / Precio P6: 0,172 €

P2: 2 horas / Importancia horaria: 15,38% / Precio P2: 0,224 €

PI: 3 horas / Importancia horaria: 23,08% / Precio PI: 0,234 €

Coste electricidad Enero: 2.971,07 €

$$\text{Coste Electricidad (Periodo)} = \text{Consumo nocturno} * \text{Importancia horaria} * \text{Precio Periodo}$$

Esta operación se ha realizado para cada uno de los 12 meses, obteniendo los siguientes valores asociados a los costes mensuales y anual, correspondientes al consumo de electricidad proveniente de la red, mostrados en la Tabla 10.

Tabla 10: Coste Electricidad por Mes

Meses	Coste (€)
Enero	2.971,07 €
Febrero	2.322,10 €
Marzo	1.859,62 €
Abril	1.726,02 €
Mayo	1.661,71 €
Junio	1.542,66 €
Julio	1.714,85 €
Agosto	1.555,54 €
Septiembre	1.381,71 €
Octubre	1.713,98 €
Noviembre	2.146,52 €
Diciembre	2.823,72 €
Anual	23.419,51 €

Coste anual: 23.419,51 €

Esto conlleva que la factura anual del municipio se vea reducida de los 50.692,19 € que se facturó en el año de estudio de consumo (2021), previo a la implantación de nuestra instalación propuesta, a los 23.419,51 € calculados en el presente apartado. Por lo que, el ahorro obtenido después de la instalación en la factura eléctrica será del 53,8%, un dato muy significativo y favorable de cara a la realización de la instalación fotovoltaica.

La facturación anual para el año 2021 se muestra en el Apéndice D, el cual aporta toda la información necesaria acerca de la obtención de esos valores.

Hay que tener en cuenta que estos valores obtenidos no son datos objetivos debido a que esta situación y estos cálculos realizados están basados en los consumos y en las facturas aportadas por el Ayuntamiento de Rozas de Puerto Real en el año 2021, por lo que los precios de la electricidad y la futura incorporación de instalaciones o variaciones en los horarios de uso de dichas instalaciones pueden hacer que este dato sufra variaciones. Los detalles referentes al cálculo están en el Apéndice I.

5 CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se han ejecutado diferentes fases y actividades con el objetivo de diseñar y estudiar la viabilidad económica de una instalación agrovoltaica en el municipio de Rozas de Puerto Real. Una vez realizado el estudio, diseño y dimensionamiento de la instalación propuesta, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Se ha diseñado una instalación agrovoltaica en un espacio de 15.841,26 m² dentro de la Dehesa del municipio de Rozas de Puerto Real, con una potencia instalada de 384 kW.
- Los resultados que se han obtenido a lo largo de este proyecto muestran que la instalación propuesta tiene la capacidad de abastecer el 47,63% de las necesidades energéticas.
- La decisión de crear un sistema a través de módulos bifaciales en una instalación agrovoltaica resulta bastante rentable energéticamente, aunque presenta una mayor complejidad técnica y económica si lo comparamos con instalaciones fotovoltaicas tradicionales. Cabe destacar que esta complejidad se ve compensada gracias a los beneficios adicionales que se obtienen, como la revalorización de los terrenos, producción dual, etc.
- A través de la planificación de actividades realizada mediante el diagrama Gantt, la duración total de la instalación será de 182 días hábiles.
- El proyecto es viable desde el punto de vista económico, consiguiendo un VAN positivo de 12.497,45 € y un TIR del 17%, incluyendo la posibilidad de vender excedentes mediante un acuerdo PPA.

A modo de conclusión final, se puede decir que, de acuerdo con los resultados obtenidos, el proyecto es viable tanto energéticamente como económicamente, demostrando su potencial como una alternativa sostenible. Asimismo, se recomienda continuar con el desarrollo del proyecto, pudiendo ampliar su alcance o mejorar sus instalaciones a medida vayan surgiendo innovaciones tecnológicas, adaptando el proyecto en todo momento a las necesidades del municipio y promoviendo una transición hacia modelos energéticos más sostenibles.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Europea, «A fondo: las energías renovables en Europa,» 18 Marzo 2020. [En línea]. Available: https://commission.europa.eu/news/focus-renewable-energy-europe-2020-03-18_es. [Último acceso: Mayo 2023].
- [2] J. A. Roca, «Los 10 mayores parques eólicos terrestres del mundo,» El Periódico de la Energía, 20 Octubre 2015. [En línea]. [Último acceso: Mayo 2023].
- [3] International Energy Agency, IEA, «Snapshot of Global PV Markets, Task 1 - Strategic PV Analysis and Outreach,» 2023.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Mayo 2023. [En línea]. Available: https://www.linkedin.com/posts/ministerio-para-la-transici%C3%B3n-ecol%C3%B3gica-y-el-reto-demogr%C3%A1fico_solarenergy-renewables-energy-activity-7064214158522617856-JD7U/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop. [Último acceso: Mayo 2023].
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Abril 2023. [En línea]. Available: https://www.linkedin.com/posts/ministerio-para-la-transici%C3%B3n-ecol%C3%B3gica-y-el-reto-demogr%C3%A1fico_we-are-committed-to-photovoltaics-for-an-activity-7044293085287067648-OA9R/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop. [Último acceso: Mayo 2023].
- [6] A. M. Vélez, «La revolución del autoconsumo hunde la demanda de electricidad a su mínimo en 20 años,» El Diario, 31 Mayo 2023. [En línea]. Available: https://www.eldiario.es/economia/revolucion-autoconsumo-hunde-demanda-electricidad-minimo-20-anos_1_10256412.html. [Último acceso: Junio 2023].
- [7] Iberdrola, «Agrovoltaico | Energía solar y Agricultura - Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-agrovoltaica#:~:text=La%20energía%20agrovoltaica%2C%20también%20conocida,cultivos%20obre%20la%20misma%20superficie..> [Último acceso: Enero 2023].

- [8] Weather Spark, «El clima en Rozas de Puerto Real, el tiempo por mes, temperatura promedio (España),» [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/35609/Clima-promedio-en-Rozas-de-Puerto-Real-España-durante-todo-el-año>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [9] Adrase, [En línea]. Available: <http://www.adrase.com>. [Último acceso: Febrero 2023].
- [10] J. Guerrero-Perez y S. Chaouki-Almagro, «Bifacial Trackers, the real deal,» 2018. [En línea]. Available: https://soltec.com/wp-content/uploads/2023/01/BiTEC-whitepaper_en-2-2.pdf?_gl=1*_oxqcIs*_ga*MTU4ODcwMjEiNi4xNjg4NDEzMDQ5*_up*MQ..*_ga_Y9KTZIDTZL*MTY4ODQxMzA0Ny4xLjAuMTY4ODQxMzA0Ny4wLjAuMA... [Último acceso: Marzo 2023].
- [11] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» Madrid, 2011.
- [12] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, «Programa PRAAAS Madrid. Energías Renovables,» [En línea]. Available: <https://ayudasrenovablesmadrid.com>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [13] BOE - Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» España, 2019.
- [14] PexaPark, «European PPA Market Outlook 2023,» 2023.
- [15] Instituto Nacional de Estadística - INE, «Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo (IPC) Indicador adelantado del Índice de Precios de Consumo Armonizado (IPCA),» España, 2023.
- [16] Agencia Tributaria Gobierno de España, «Por coeficientes de amortización lineal,» [En línea]. Available: <https://sede.agenciatributaria.gob.es/Sede/ayuda/manuales-videos-folletos/manuales-practicos/irpf-2022/c07-rendimientos-actividades-economicas-estimacion-directa/fase-I-determinacion-rendimiento-neto/amortizaciones-dotaciones-ejercicio-fiscalmente-deducib>. [Último acceso: Mayo 2023].

- [17] BOE - Boletín Oficial del Estado, «Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.,» España, 2020.
- [18] Sede Electrónica del Catastro, [En línea]. Available: <https://www.l.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?UrbRus=R&RefC=28128A011000350000PO&RCCompleta=&pol=11&par=35&MuniAgr=&ZCon=&DescProv=MADRID&prov=28&muni=128&DescMuni=ROZAS@DE@PUERTO@REAL&TipUR=R&pest=rustica&from=OVCBusqueda&del=28&mun=12>. [Último acceso: Enero 2023].
- [19] Solar Profit (Bruno Abundez), «Instalación fotovoltaica de 120,32kWp para Carrefour,» Madrid, 2022.
- [20] Eurostat, «Energy Statistics - an overview - Statistics Explained,» Mayo 2023. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview. [Último acceso: Mayo 2023].
- [21] Naciones Unidas, «Objetivos y Metas de Desarrollo Sostenible,» Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: Enero 2023].
- [22] Mon Solar, «Calcular la Separación entre Filas de Placas Solares para Evitar Sombras,» [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/calcular-la-separacion-entre-filas-de-placas-solares-para-evitar-sombras/>. [Último acceso: Mayo 2023].
- [23] «Distancia mínima entre filas de captadores - Eficiencia Energética,» Enero 2015. [En línea]. Available: <https://certificacionenergetica.info/distancia-minima-entre-filas-de-captadores/>. [Último acceso: Mayo 2023].
- [24] SolarPower Europe, «Agrisolar - Best Practices Guidelines,» 2023.

7 APÉNDICES

7.1 APÉNDICE A – REFERENCIA CATASTRAL EMPLAZAMIENTO

En la Figura 33 se muestra la referencia catastral, correspondiente al terreno seleccionado para implementar la tecnología propuesta. [18]

PARCELA CATASTRAL 28128A01100035 

Croquis 

Fotografía fachada 

Polígono 11 Parcela 35
DEHESA. ROZAS DE PUERTO REAL (MADRID)
174.455 m²

[Más información de la parcela](#) ▼

INFORMACIÓN DE LOS INMUEBLES 

28128A011000350000PO
Agrario | |

Figura 33: Referencia Catastral Terreno Rozas de Puerto Real [18]

7.2 APÉNDICE B – DIAGRAMA DE GANTT

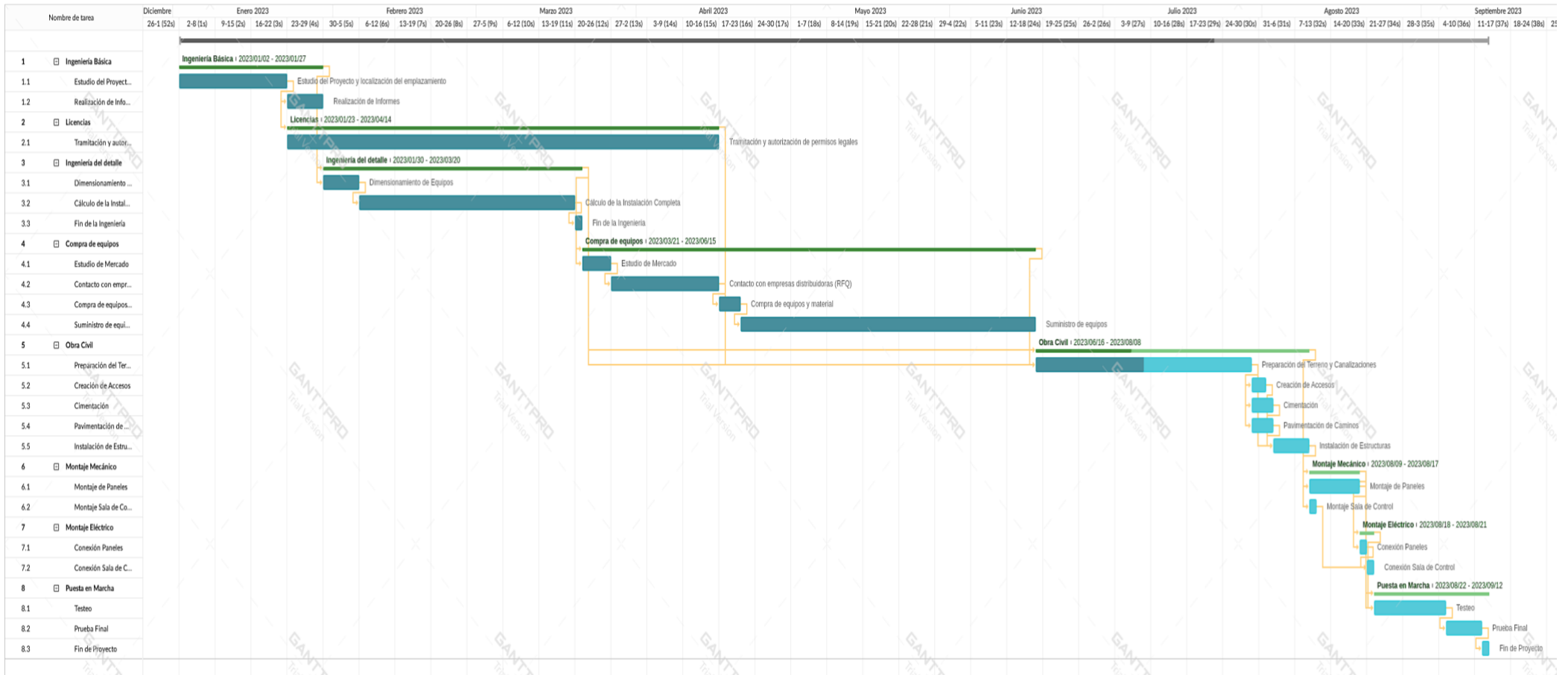


Figura 34: Diagrama de Gantt

7.3 APÉNDICE C – CÁLCULOS DE CONSUMOS

A partir de la Tabla II podemos apreciar los consumos relacionados con las diferentes zonas municipales estudiadas.

Tabla II: Consumo Energético (kWh) Rozas de Puerto Real 2021

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Zona Polideportiva	10396	8614	7257	6002	5791	7716	15442	15711	5872	6259	9759	9711
Casa Consistorial	1011	711	559	448	427	367	321	494	309	524	983	954,9
Vivienda	69	40	50	46	45	37	48	79	58,16	82	202	392,2
Alumbrado Público 1	4395	3324	2961	3207	2134	1200	1581	1767	1995,7	2469	2528	3192
Alumbrado Público 2	109,5	109,5	109,5	109,5	109,5	547,5	547,5	547,5	547,5	547,5	547,5	547,5
Alumbrado Público 3	1465	1282	1327	1402	1117	665	886	1008	1068	1321	1280	1554
Alumbrado Público 4	2526	1955	1682	1775	1372	946	1293	1702	1740	2109	2049	3586
Centro Cultural	1912	1929	1874	1575	680	157	68	49	129,27	201	1172	2269
Centro de Salud	446	396	173	169	230	233	330	392	341,66	372	336	454
Colegio	101	126	163	181	78	0	0	0	506,15	229	135	171
Zona Iglesia	803	685	639	697	600	421	500	595	612	730	689	796
Zona Av. Constitución	1942	1694	1603	1700	1142	1123	1184	1367	1453	1753	1643	1929
SUMATORIO (kWh)	25175,5	20865,5	18397,5	17311,5	13725,5	13412,5	22200,5	23711,5	14632,44	16596,5	21323,5	25556,6

En la Tabla 12, se muestra la importancia de cada una de las zonas estudiadas en el global del consumo energético de las instalaciones.

Tabla 12: Influencia de cada zona de Rozas de Puerto Real, en función del consumo energético

Zonas Municipales	Importancia
Zona Polideportiva	46,6%
Casa Consistorial	3,1%
Vivienda	0,5%
Alumbrado Público 1	13,2%
Alumbrado Público 2	1,9%
Alumbrado Público 3	6,2%
Alumbrado Público 4	9,8%
Centro Cultural	5,2%
Centro de Salud	1,7%
Colegio	0,7%
Zona Iglesia	3,3%
Zona Av. Constitución	8,0%

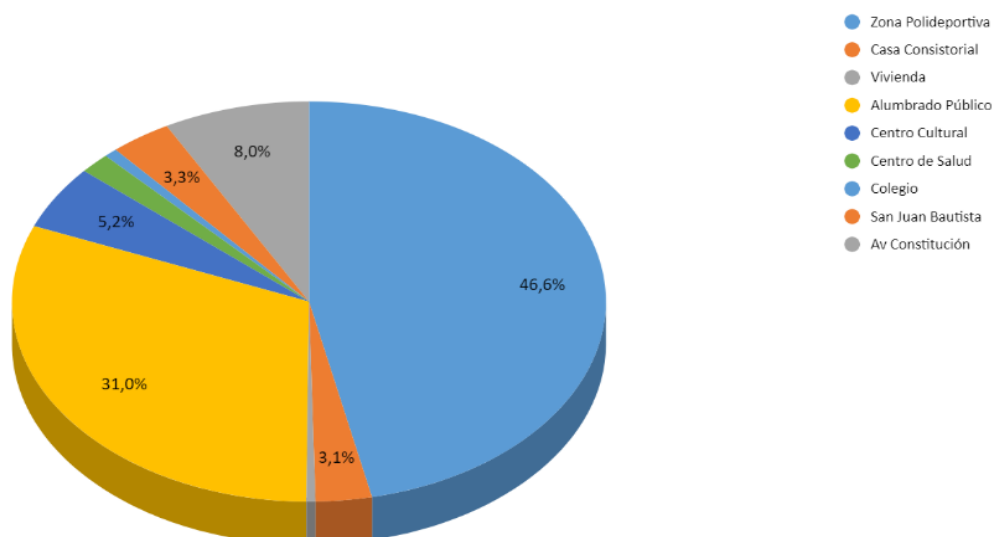


Figura 35: Influencia de cada zona de Rozas de Puerto Real, en función del consumo energético II

7.3.1 Diferenciación de consumos, diurno y nocturno

7.3.1.1 Consumo diurno

La Tabla 13, muestra los datos de consumo diurno para el municipio de Rozas de Puerto Real.

Tabla 13: Consumo Energético (kWp) Diurno en Rozas de Puerto Real, 2021

	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sept-21	oct-21	nov-21	dic-21
Zona Polideportiva	4158,4	3876,3	3991,35	3301,1	3474,6	5015,4	10809,4	12568,8	4110,4	3755,4	5465,04	5341,05
Casa Consistorial	1011	711	559	448	427	367	321	494	309	524	983	954,9
Vivienda	34,5	20	25	23	22,5	18,5	24	39,5	29,08	41	101	196,1
Alumbrado Público 1	439,5	332,4	296,1	320,7	213,4	120	158,1	176,7	199,57	246,9	252,8	319,2
Alumbrado Público 2	10,95	10,95	10,95	10,95	10,95	54,75	54,75	54,75	54,75	54,75	54,75	54,75
Alumbrado Público 3	146,5	128,2	132,7	140,2	111,7	66,5	88,6	100,8	106,8	132,1	128	155,4
Alumbrado Público 4	252,6	195,5	168,2	177,5	137,2	94,6	129,3	170,2	174	210,9	204,9	358,6
Centro Cultural	1912	1929	1874	1575	680	157	68	49	129,27	201	1172	1701,75
Centro de Salud	446	396	173	169	230	233	330	392	341,66	372	336	454
Colegio	101	126	163	181	78	0	0	0	506,15	229	135	171
Zona Iglesia	401,5	342,5	319,5	348,5	300	210,5	250	297,5	306	365	344,5	398
Zona Av. Constitución	971	847	801,5	850	571	561,5	592	683,5	726,5	876,5	821,5	964,5
SUMATORIO (kWh)	9884,95	8914,85	8514,3	7544,95	6256,35	6898,75	12825,15	15026,75	6993,18	7008,55	9998,49	11069,25

Para la realización de este cálculo se ha tenido en cuenta un consumo residual de un 10% del consumo proveniente del alumbrado público total, debido a que dicho sistema de alumbrado se enciende y se apaga cuando todavía hay luz solar presente en el municipio.

Además, la Zona polideportiva ha sido calculada haciendo referencia al uso que se le da durante el transcurso del año. Durante el periodo invernal, el uso de las instalaciones que forman parte de esta zona en el periodo diurno se reduce, en consecuencia, a las horas de luz solar hábiles, por el contrario, en la etapa estival, las horas de luz solar se ven incrementadas además de las actividades que se realizan en este periodo. Por lo que, la importancia del consumo diurno en esta zona irá aumentando progresivamente desde el 40% en la etapa invernal, hasta el 70% en la etapa estival.

7.3.1.2 Consumo nocturno

La Tabla 14, muestra los consumos nocturnos correspondientes al municipio de Rozas de Puerto Real.

Tabla 14: Consumo Energético (kWh) Nocturno en Rozas de Puerto Real, 2021

	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sept-21	oct-21	nov-21	dic-21
Zona Polideportiva	6237,6	4737,7	3265,65	2700,9	2316,4	2700,6	4632,6	3142,2	1761,6	2503,6	4293,96	4369,95
Casa Consistorial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vivienda	34,5	20	25	23	22,5	18,5	24	39,5	29,08	41	101	196,1
Alumbrado Público 1	3955,5	2991,6	2664,9	2886,3	1920,6	1080	1422,9	1590,3	1796,13	2222,1	2275,2	2872,8
Alumbrado Público 2	98,55	98,55	98,55	98,55	98,55	492,75	492,75	492,75	492,75	492,75	492,75	492,75
Alumbrado Público 3	1318,5	1153,8	1194,3	1261,8	1005,3	598,5	797,4	907,2	961,2	1188,9	1152	1398,6
Alumbrado Público 4	2273,4	1759,5	1513,8	1597,5	1234,8	851,4	1163,7	1531,8	1566	1898,1	1844,1	3227,4
Centro Cultural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	567,25
Centro de Salud	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Colegio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zona Iglesia	401,5	342,5	319,5	348,5	300	210,5	250	297,5	306	365	344,5	398
Zona Av. Constitución	971	847	801,5	850	571	561,5	592	683,5	726,5	876,5	821,5	964,5
SUMATORIO (kWh)	15290,55	11950,65	9883,2	9766,55	7469,15	6513,75	9375,35	8684,75	7639,26	9587,95	11325,01	14487,35

En cuanto a las suposiciones realizadas para realizar un cálculo lo más objetivo posible, se ha tomado como consumo 0, las zonas como el Centro Cultural, Centro de Salud, Colegio y Casa Consistorial, debido a que los horarios de apertura no concuerdan con horarios nocturnos.

A excepción del Centro Cultural, el cual toma partido en las celebraciones de Navidad, acogiendo las festividades de las fechas.

En cuanto al Alumbrado público y la Zona Polideportiva se ha tomado como referencia los porcentajes complementarios a los ya usados en el apartado referenciado al consumo diurno.

Tras la finalización, y la obtención de los valores mensuales de consumo nocturno, se fija un valor anual de 121.973,52 kWh, lo que conlleva un 52,37% del consumo total del municipio.

7.4 APÉNDICE D – FACTURACIÓN

Facturación energética aportada por el Ayuntamiento de Rozas de Puerto Real, esta información se ve reflejada en la siguiente Tabla 15.

Tabla 15: Facturación Rozas de Puerto Real 2021

	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sept-21	oct-21	nov-21	dic-21
Zona Polideportiva	2249,18	1919,99	1575,68	1464,9	1097,95	1320,85	3670,58	3181,38	1090,84	1073,51	1887,78	1923,86
Casa Consistorial	268,21	197,65	168,57	162,73	158,71	120,14	109,43	161,21	107,52	122,82	194,94	184,78
Vivienda	69,58	58,94	62,8	71,05	72,65	46,47	38,93	58,39	47,61	44,36	60,11	90,58
Alumbrado Público 1	723,45	409,38	427,47	578,55	418,7	181,45	256,2	320,14	462,17	1127,32	669,21	749,31
Alumbrado Público 2	69,54	43,43	58,27	74,91	76,73	98,23	103,93	110,26	135,3	160,31	157,38	195,28
Alumbrado Público 3	244,14	159,16	190,88	251,3	215,92	98,34	134,46	176,66	234,08	385,85	342,8	563,86
Alumbrado Público 4	425,79	239,18	242,12	318,86	263,65	135,08	198,2	294,58	378,47	611,28	544,93	1283,5
Centro Cultural	356,88	266,12	292,92	305,79	159,33	56,39	48,33	47,29	52,81	88,74	354,46	841,62
Centro de Salud	90,34	62,07	37,78	47,53	58,61	48,19	73,94	91,92	91,3	117,06	99,36	171,39
Colegio	21,09	19,57	26,02	35,48	16,67	2,74	3,58	3,69	113,81	70,39	38,12	65,24
Zona Iglesia	146,46	96,28	102,49	137,18	103,89	83	86,11	112,86	143,97	225,07	196,1	301,29
Zona Av. Constitución	336,56	219,77	241,62	317,89	280,34	132,92	197,8	255,64	334,15	524,54	450	715
SUMATORIO €	5001,22	3691,54	3426,62	3766,17	2923,15	2323,8	4921,49	4814,02	3192,03	4551,25	4995,19	7085,71

Tabla 16: Facturación por zona en Rozas de Puerto Real, 2021

Zona Polideportiva	22.456,50 €
Casa Consistorial	1.956,71 €
Vivienda	721,47 €
Alumbrado Público 1	6.323,35 €
Alumbrado Público 2	1.283,57 €
Alumbrado Público 3	2.997,45 €
Alumbrado Público 4	4.935,64 €
Centro Cultural	2.870,68 €
Centro de Salud	989,49 €
Colegio	416,40 €
Zona Iglesia	1.734,70 €
Zona Av. Constitución	4.006,23 €
SUMATORIO	50.692,19 €

7.5 APÉNDICE E – CÁLCULOS ESTUDIO ECONÓMICO

Para este punto, se ha dividido en dos proposiciones a estudiar: (Venta de Excedentes a la Red y Acuerdo PPA), se ha realizado un estudio económico concreto para cada una de las dos variantes. En primer lugar, los cálculos comunes para las dos variantes son las del capital inmovilizado, es decir el coste global de la instalación y las ayudas recibidas por parte de los gobiernos autonómicos impulsados por la Unión Europea, que ya han sido calculados en el apartado respectivo.

En cuanto a los cálculos referentes al estudio económico correspondiente a las propuestas de ventas relacionadas con los excedentes, se han tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- Ventas: Para el año de construcción de la instalación no se ha incorporado ningún tipo de venta/beneficios debido a su etapa de construcción y puesta a punto, mientras que para los siguientes años seguirá la siguiente ecuación:

$$Ventas_{año} = Venta_{excedentes} * (1 + 0,032)^n$$

- n, hace referencia al año en el que se quiera realizar el cálculo, para cada uno de los años va actualizándose ese valor mientras que los demás parámetros se mantienen fijos.
- Costes sin amortización: En este proceso, se seguirá un esquema muy similar en cuanto a la realización de los cálculos siguiendo la siguiente ecuación:

$$Costes_{año} = Costes_{anual} * (1 + 0,032)^n$$

- Los costes en este caso son derivados de las actividades de mantenimiento implementadas en la instalación.
- Beneficios antes de impuestos: En dicho punto, se hace la diferencia entre las ventas menos los costes y la amortización, quedando de la siguiente manera:

$$BAI = Ventas_{año} - CSI - A$$

$$BAI = \text{Beneficios Antes de Impuestos}$$

$$CSI = \text{Costes sin Impuestos} \quad A = \text{Amortizaciones}$$

- Impuestos (I): En este caso se multiplicarán los Beneficios antes de impuestos para cada uno de los años, por el 35% fijado como dato genérico para la realización de dicho estudio.

$$\text{Impuestos} = BAI * 0,35$$

- Beneficios después de impuestos (BDI): Sigue la siguiente expresión:

$$BDI = BAI - I$$

$$BDI = \text{Beneficios Después de Impuestos}$$

$$BAI = \text{Beneficios antes de impuestos} \quad I = \text{Impuestos}$$

- Fondos Generados (FG): Se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$FG = A + BDI$$

$$FG = \text{Fondos Generados}$$

$$BDI = \text{Beneficios después de impuestos} \quad A = \text{Amortizaciones}$$

- Flujo de Caja (FC): Variación entre los fondos invertidos frente a los fondos generados

$$FC = FI - FG$$

$$FC = \text{Flujo de Caja}$$

$$FI = \text{Fondos Invertidos} \quad FG = \text{Fondos Generados}$$

- Coeficiente de actualización (CA): El coeficiente de actualización fijado es del 6%, siguiendo la siguiente expresión:

$$CA = (A + 0,06)^n$$

$$CA = \text{Coeficiente de actualización} \quad A = \text{Amortizaciones}$$

- Flujo de Caja Actualizado (FCA): Corresponde a la división entre el Flujo de Caja y el coeficiente de actualización correspondiente:

$$FCA = \frac{FC}{CA}$$

FCA = Flujo de Caja Actualizado

FC = Flujo de Caja

CA = Coeficiente de Actualización

- El VAN y el TIR se realiza según lo ya comentado en el apartado correspondiente al Estudio Económico.
- PAYBACK: Métrica financiera que marca el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto. Se realiza según la siguiente expresión:

$$PAYBACK = FCA^0 + (FCA^1 + FCA^2 + \dots)$$

Se obtienen los siguientes resultados para los dos tipos de propuestas, mostrados en las Tablas 17 y 18.

Tabla 17: Vertido de Excedentes a la Red Eléctrica

Tiempo (años)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capital inmovilizado	329.617,23 €									
Capital circulante	164,81 €									
Total fondos invertidos	39.862,04 €									
Ventas	0	13.551,70 €	13.985,35 €	14.432,88 €	14.894,74 €	15.371,37 €	15.863,25 €	16.370,88 €	16.894,74 €	17.435,38 €
Costes sin amortización		170,08 €	175,53 €	181,14 €	186,94 €	192,92 €	199,09 €	205,46 €	212,04 €	218,83 €
Amortización		1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €
Beneficios antes de impuestos		11.787,13 €	12.215,35 €	12.657,26 €	13.113,32 €	13.583,97 €	14.069,68 €	14.570,93 €	15.088,22 €	15.622,07 €
Impuestos		4.125,50 €	4.275,37 €	4.430,04 €	4.589,66 €	4.754,39 €	4.924,39 €	5.099,83 €	5.280,88 €	5.467,72 €
Beneficios despues de impuestos		7.661,64 €	7.939,97 €	8.227,22 €	8.523,66 €	8.829,58 €	9.145,29 €	9.471,10 €	9.807,34 €	10.154,34 €
Fondos generados	0	9.256,12 €	9.534,46 €	9.821,70 €	10.118,14 €	10.424,06 €	10.739,77 €	11.065,59 €	11.401,83 €	11.748,83 €
Flujo de caja	-39.862,04 €	9.256,12 €	9.534,46 €	9.821,70 €	10.118,14 €	10.424,06 €	10.739,77 €	11.065,59 €	11.401,83 €	11.748,83 €
Coefficiente de actualización	1	1,06	1,1236	1,191016	1,26247696	1,338225578	1,418519112	1,503630259	1,593848075	1,689478959
Flujo de caja actualizado	-39.862,04 €	8.732,19 €	8.485,63 €	8.246,49 €	8.014,51 €	7.789,46 €	7.571,11 €	7.359,25 €	7.153,65 €	6.954,11 €
VAN	44.338,70 €									
TIR	26%									

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
17.993,31 €	18.569,09 €	19.163,30 €	19.776,53 €	20.409,38 €	21.062,48 €	21.736,48 €	22.432,05 €	23.149,87 €	23.890,67 €	24.655,17 €	25.444,13 €	26.258,35 €	27.098,61 €	27.965,77 €
225,83 €	233,05 €	240,51 €	248,21 €	256,15 €	264,35 €	272,81 €	281,54 €	290,55 €	299,84 €	309,44 €	319,34 €	329,56 €	340,10 €	350,99 €
1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €
16.173,00 €	16.741,56 €	17.328,31 €	17.933,84 €	18.558,75 €	19.203,65 €	19.869,19 €	20.556,03 €	21.264,84 €	21.996,34 €	22.751,25 €	23.530,31 €	24.334,31 €	25.164,03 €	26.020,30 €
5.660,55 €	5.859,55 €	6.064,91 €	6.276,84 €	6.495,56 €	6.721,28 €	6.954,22 €	7.194,61 €	7.442,70 €	7.698,72 €	7.962,94 €	8.235,61 €	8.517,01 €	8.807,41 €	9.107,10 €
10.512,45 €	10.882,01 €	11.263,40 €	11.657,00 €	12.063,19 €	12.482,37 €	12.914,97 €	13.361,42 €	13.822,15 €	14.297,62 €	14.788,31 €	15.294,70 €	15.817,30 €	16.356,62 €	16.913,19 €
12.106,93 €	12.476,49 €	12.857,88 €	13.251,48 €	13.657,67 €	14.076,85 €	14.509,46 €	14.955,90 €	15.416,63 €	15.892,10 €	16.382,79 €	16.889,18 €	17.411,78 €	17.951,10 €	18.507,68 €
12.106,93 €	12.476,49 €	12.857,88 €	13.251,48 €	13.657,67 €	14.076,85 €	14.509,46 €	14.955,90 €	15.416,63 €	15.892,10 €	16.382,79 €	16.889,18 €	17.411,78 €	17.951,10 €	18.507,68 €
1,790847697	1,898298558	2,012196472	2,13292826	2,260903956	2,396558193	2,540351685	2,692772786	2,854339153	3,025599502	3,207135472	3,399563601	3,603537417	3,819749662	4,048934641
6.760,45 €	6.572,46 €	6.389,97 €	6.212,81 €	6.040,80 €	5.873,78 €	5.711,59 €	5.554,09 €	5.401,12 €	5.252,55 €	5.108,23 €	4.968,04 €	4.831,86 €	4.699,55 €	4.571,00 €

Tabla 18: Acuerdo PPA

Tiempo (años)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Capital inmovilizado	329.617,23 €									
Capital circulante	164,81 €									
Total fondos invertidos	39.862,04 €									
Ventas		8.085,16 €	8.343,89 €	8.610,89 €	8.886,44 €	9.170,81 €	9.464,27 €	9.767,13 €	10.079,68 €	10.402,23 €
Costes sin amortización		170,08 €	175,53 €	181,14 €	186,94 €	192,92 €	199,09 €	205,46 €	212,04 €	218,83 €
Amortización		1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €
Beneficios antes de impuestos		6.320,60 €	6.573,88 €	6.835,27 €	7.105,02 €	7.383,40 €	7.670,70 €	7.967,18 €	8.273,16 €	8.588,92 €
Impuestos		2.212,21 €	2.300,86 €	2.392,34 €	2.486,76 €	2.584,19 €	2.684,74 €	2.788,51 €	2.895,60 €	3.006,12 €
Beneficios despues de impuestos		4.108,39 €	4.273,02 €	4.442,92 €	4.618,26 €	4.799,21 €	4.985,95 €	5.178,67 €	5.377,55 €	5.582,80 €
Fondos generados		5.702,87 €	5.867,50 €	6.037,41 €	6.212,75 €	6.393,69 €	6.580,43 €	6.773,15 €	6.972,03 €	7.177,28 €
Flujo de caja	-39.862,04 €	5.702,87 €	5.867,50 €	6.037,41 €	6.212,75 €	6.393,69 €	6.580,43 €	6.773,15 €	6.972,03 €	7.177,28 €
Coefficiente de actualización	1	1,06	1,1236	1,191016	1,26247696	1,338225578	1,418519112	1,503630259	1,593848075	1,689478959
Flujo de caja actualizado	-39.862,04 €	5.380,07 €	5.222,06 €	5.069,12 €	4.921,08 €	4.777,74 €	4.638,95 €	4.504,53 €	4.374,34 €	4.248,22 €
VAN	12.497,45 €									
TIR	17%									

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
10.735,10 €	11.078,62 €	11.433,14 €	11.799,00 €	12.176,57 €	12.566,22 €	12.968,34 €	13.383,32 €	13.811,59 €	14.253,56 €	14.709,67 €	15.180,38 €	15.666,15 €	16.167,47 €	16.684,83 €
225,83 €	233,05 €	240,51 €	248,21 €	256,15 €	264,35 €	272,81 €	281,54 €	290,55 €	299,84 €	309,44 €	319,34 €	329,56 €	340,10 €	350,99 €
1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €	1.594,48 €
8.914,79 €	9.251,09 €	9.598,14 €	9.956,31 €	10.325,93 €	10.707,39 €	11.101,05 €	11.507,30 €	11.926,56 €	12.359,23 €	12.805,75 €	13.266,56 €	13.742,11 €	14.232,89 €	14.739,36 €
3.120,18 €	3.237,88 €	3.359,35 €	3.484,71 €	3.614,08 €	3.747,59 €	3.885,37 €	4.027,56 €	4.174,30 €	4.325,73 €	4.482,01 €	4.643,30 €	4.809,74 €	4.981,51 €	5.158,78 €
5.794,61 €	6.013,21 €	6.238,79 €	6.471,60 €	6.711,86 €	6.959,80 €	7.215,68 €	7.479,75 €	7.752,26 €	8.033,50 €	8.323,74 €	8.623,26 €	8.932,37 €	9.251,38 €	9.580,58 €
7.389,09 €	7.607,69 €	7.833,28 €	8.066,08 €	8.306,34 €	8.554,28 €	8.810,16 €	9.074,23 €	9.346,75 €	9.627,98 €	9.918,22 €	10.217,75 €	10.526,86 €	10.845,86 €	11.175,07 €
7.389,09 €	7.607,69 €	7.833,28 €	8.066,08 €	8.306,34 €	8.554,28 €	8.810,16 €	9.074,23 €	9.346,75 €	9.627,98 €	9.918,22 €	10.217,75 €	10.526,86 €	10.845,86 €	11.175,07 €
1,790847697	1,898298558	2,012196472	2,13292826	2,260903956	2,396558193	2,540351685	2,692772786	2,854339153	3,025599502	3,207135472	3,399563601	3,603537417	3,819749662	4,048934641
4.126,03 €	4.007,63 €	3.892,90 €	3.781,69 €	3.673,90 €	3.569,40 €	3.468,09 €	3.369,85 €	3.274,57 €	3.182,17 €	3.092,55 €	3.005,61 €	2.921,26 €	2.839,42 €	2.760,00 €

7.6 APÉNDICE F – SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS

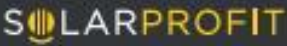
Location		Ciudad Obregón, Sonora, Mexico	
Project Assumptions		Monofacial	Bifacial
Scenario	Tracker:	+/- 60°	+/- 60°
	Installation:	2P	2P SF7 Bifacial
	Equipment:	Huawei	Huawei
	Module:	Jinko Monofacial	Jolywood Bifacial
Size	MW-AC:	54.2	59.1
	MW-DC:	65.0	65.0
Capital Expenditure (CAPEX)	Panel (US\$/Wp):	0.230	0.260
	BOS (US\$/Wp):	0.300	0.305
	BOP (US\$/Wp):	0.100	0.100
	Sum	0.630	0.665
Generation	Bifacial Gain:		11.9%
	kWh/kWp:	2 200	2 462
	MWh:	142 978	159 992
Energy Price	US\$/MWh:	25	25
	Escalation:	2.0%	2.0%
Operational Expenditure (OPEX, all-in)	% of Revenue:	10.0%	11.0%
Module Degradation	Year 1:	2.000%	1.000%
	Year 2-5:	0.500%	0.400%
	Year 6-12:	0.714%	0.400%
	Year 13+:	0.769%	0.400%
Weighted Average Cost of Capital (WACC)		6.00%	6.50%


Figura 36: Estudio Soltec, Monofacial vs Bifacial [10]

7.6.1 Módulo elegido

POWERPLUS 144-HG1 INDUSTRIAL

Módulo solar de tecnología Hetero Junction





CARACTERÍSTICAS

La mejor tecnología de celda

Tecnología Hetero Junction
Eficiencia de celda de más del 24%

Control de calidad superior

Garantía de producto de 25 años
Garantía de producción a 30 años superior al 87%

Excelente rendimiento de generación de energía

Tolerancia de potencia positiva de 0-+5W
Mejora de la producción con luz difusa
30% menos de pérdida de energía por altas temperaturas

Funcionamiento mecánico estable

Panel construido con doble vidrio
Superación de rigurosas pruebas de granizo
Resiste hasta 5400Pa de nieve y 2400Pa de viento

Larga resistencia a la intemperie

Libre de LID y PID
Certificado de ignifugación

SEGURO DE CALIDAD



Reducción de la potencia de salida $<0,4\%$ anual de media (año 2-30)

POWERPLUS-HJT

Mejora de más del 85% de la generación de energía bifacial proporcionando un 10-35% más de potencia en diferentes escenarios.

Excelente coeficiente de temperatura y rendimiento con poca luz.

Baja degradación.

Diseño de MBB y medio corte para mejorar la fiabilidad del módulo y reducir la pérdida.

Augmento significativo de la potencia respecto a módulos estándar.



Compatible con sistemas de voltaje de 1500V para reducir los costes de construcción por vatio.

25 años de garantía del producto.

30 años de potencia de salida lineal garantizada.

CERTIFICACIÓN

TUV: IEC/EN 61215, IEC/EN 61730
ISO 9001:2015
Quality Management System
ISO 14001:2015
Environmental Management System
OHSAS 18001:2007
Occupational Health & Safety Management System



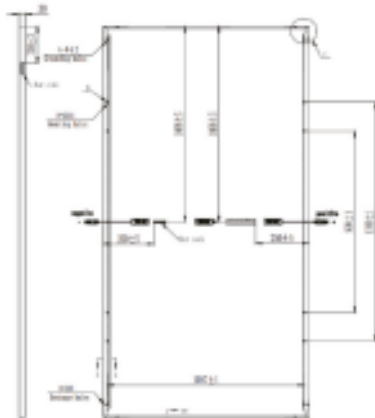
☎ 900 25 35 45 ✉ info@solarprofit.es 🌐 www.solarprofit.es

Figura 37: Características Módulo Seleccionado [19]

POWERPLUS 144-HG1 INDUSTRIAL

Módulo solar de tecnología Hetero Junction





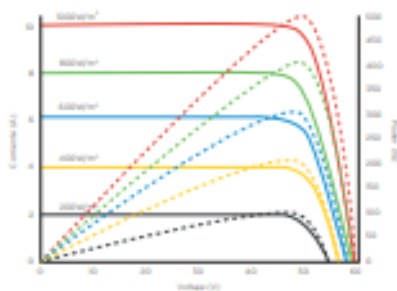
PARÁMETROS MECÁNICOS

Celda (mm)	166*83 HJT
Dimensiones (L*Am*Al) (mm)	2132*1048*30
Peso (kg)	29
Tamaño de la Sección Transversal del Cable (mm ²)	4
Núm. de Conexiones y Celdas	144(6*24)
Núm. de Diodos	3

CALIFICACIÓN

Rangos de Ciclos de Temperatura (°C)	-40~+85
Clasificación Máx. del Fusible de la Serie (A)	20
Carga de Viento Máx. / Carga de Nieve Máx. (Pa)	2400 / 5400
Rango de Puntos Calientes	100% Libre
Clasificación de Fuego	Class A
Grado de Protección de la Caja de Conexiones	IP67

CURVA I-V (465W)



COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Temperatura Nominal de Funcionamiento del Módulo	43±2°C
Voltaje del Coeficiente de Temperatura	-0.22%/°C
Corriente del Coeficiente de Temperatura	+0.047%/°C
Potencia del Coeficiente de Temperatura	-0.24%/°C

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Piezas por Palet	35
Piezas por Contenedor	700

PARÁMETROS ELÉCTRICOS MODELO	POWERPLUS 144-455		POWERPLUS 144-460		POWERPLUS 144-465		POWERPLUS 144-470		POWERPLUS 144-475	
	Delantera 455	Trasera 367	Delantera 460	Trasera 371	Delantera 465	Trasera 375	Delantera 470	Trasera 379	Delantera 475	Trasera 383
Potencia Máxima (Pmpp/W)	455	367	460	371	465	375	470	379	475	383
Tolerancia de Salida (W)	0-+3		0-+3		0-+3		0-+3		0-+3	
Voltaje a la Máxima Potencia (Vpm/V)	45.10	45.52	45.30	45.72	45.50	45.92	45.70	46.12	45.90	46.32
Corriente a la Máxima Potencia (Ipm/A)	10.09	8.07	10.15	8.12	10.22	8.18	10.28	8.23	10.35	8.28
Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	53.05	52.61	53.35	52.91	53.65	53.21	53.95	53.51	54.25	53.81
Corriente en Cortocircuito (Isc/A)	10.90	8.77	10.94	8.81	10.98	8.84	11.02	8.87	11.06	8.90
Eficiencia del Módulo (%)	20.36	16.44	20.59	16.62	20.81	16.80	21.04	16.98	21.26	17.16

POTENCIA INTEGRADA STC (REFERENCIA CARA DELANTERA 465W)

Ganancia de Potencia	5%	10%	15%	20%	25%
Potencia Máxima de Salida (Pmax/W)	488	512	534	557	580
Voltaje a la Máxima Potencia (Vpm/V)	45.50	45.50	45.40	45.40	45.40
Corriente a la Máxima Potencia (Ipm/A)	10.73	11.24	11.75	12.26	12.77
Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	53.65	53.65	53.75	53.75	53.75
Corriente en Cortocircuito (Isc/A)	11.53	12.08	12.63	13.18	13.73

PRECAUCIÓN: Los parámetros eléctricos que aparecen en esta ficha técnica no hacen referencia a un solo módulo, ni están garantizados en el contrato. Lea las instrucciones de seguridad e instalación antes de usar el producto. Los contenidos de esta especificación son solo de referencia y están sujetos a posibles cambios sin previo aviso. Garantía según Real Decreto Legislativo 1/2007 de 16 de noviembre.

Figura 38: Especificaciones Módulo Seleccionado [19]

7.6.2 Inversor elegido

SUNGROW
Clean power for all

SG110CX New
Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



High Yield

- 9 MPPTs with max. efficiency 98.7%
- Compatible with bifacial module
- Built-in PID recovery function



Smart O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis
- Fuse free design with smart string current monitoring



Low Cost

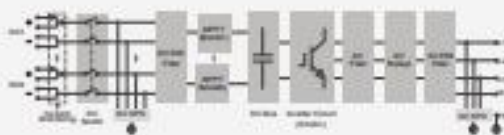
- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- O at night function



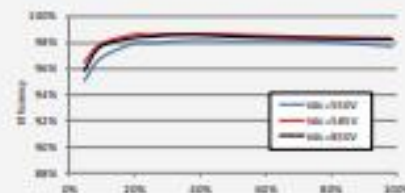
Proven Safety

- IP66 and CS protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

Circuit Diagram



Efficiency Curve



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.1

Figura 39: Características Inversor Seleccionado [19]

SG110CX

Input (DC)	SG110CX
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	40 A * 9
Output (AC)	SG110CX
AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	SG110CX
Max. efficiency / Euro. efficiency	98.7 % / 98.5 %
Protection	SG110CX
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	SG110CX
Dimensions (W*H*D)	1051*660*362.5 mm
Weight	85 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 340 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVVRT, HVVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.1



Figura 40: Especificaciones Inversor Seleccionado [19]

7.7 APÉNDICE G – REPRESENTACIÓN SIMPLIFICADA DE LA ESTRUCTURA

Para la realización de una visualización similar a la que se tendrá en la instalación se ha realizado mediante el software Sketchup una muestra de la infraestructura propuesta para sujetar las cadenas compuestas de paneles solares, quedando de la siguiente manera.

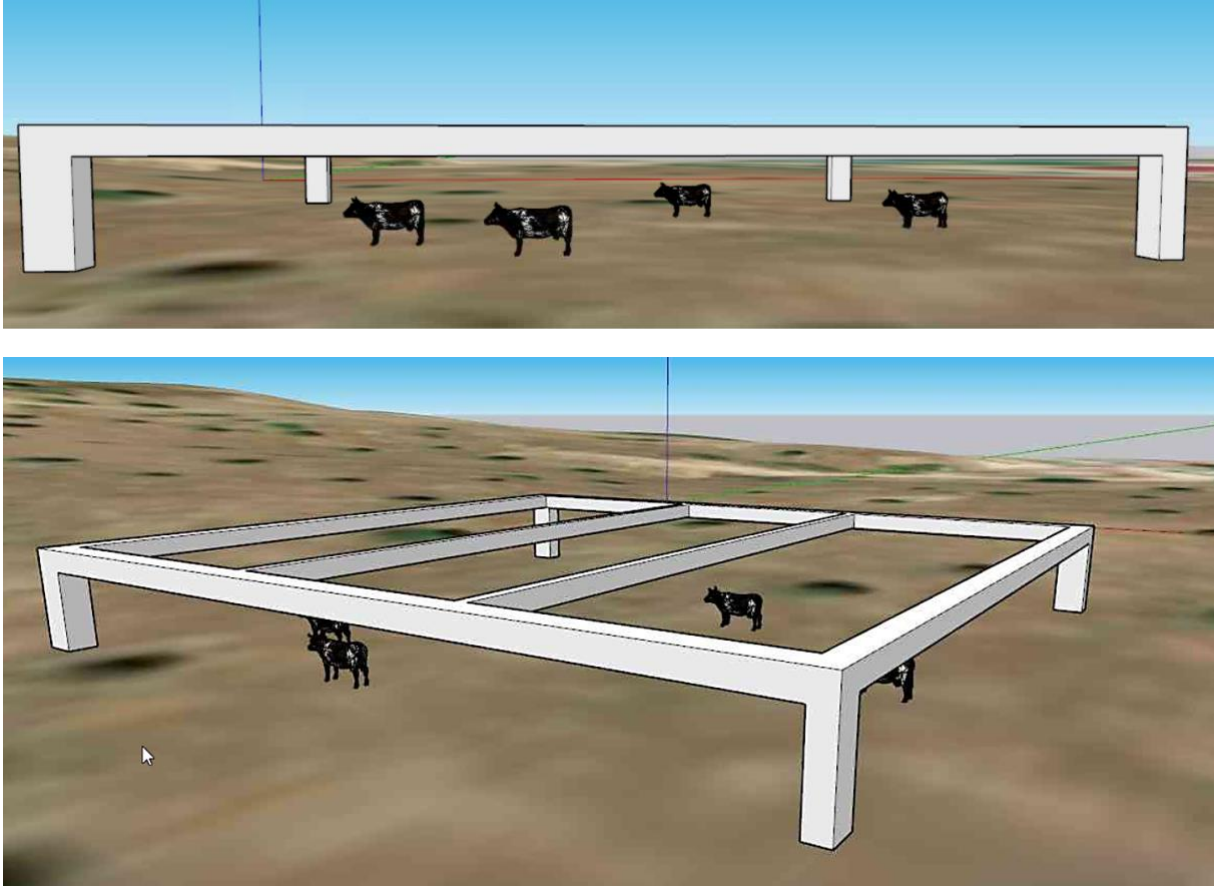


Figura 41: Propuesta Infraestructura soportes agrovoltaica.

7.8 APÉNDICE H – SIMULACIÓN

A continuación, se procederá a mostrar los diferentes parámetros introducidos en la simulación realizada por el software PVsyst, para obtener una buena simulación acorde con lo estipulado en la propuesta técnica.

En primer lugar, se ha introducido los datos aportados por el software PVGIS, correspondiente al municipio de Rozas de Puerto Real, esta selección de datos meteorológicos suministrados marcará el resultado final.

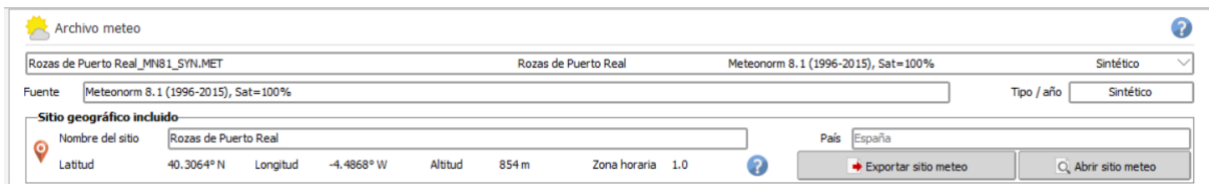


Figura 42: Datos meteorológicos PVsyst

En segundo lugar, se establece una diferenciación de inclinación basada en dos situaciones estacionarias, provocando que en verano tenga una inclinación óptima de 20° mientras que en invierno será de 50°. Esta diferenciación produce una mayor eficiencia de captación solar a lo largo del transcurso anual.

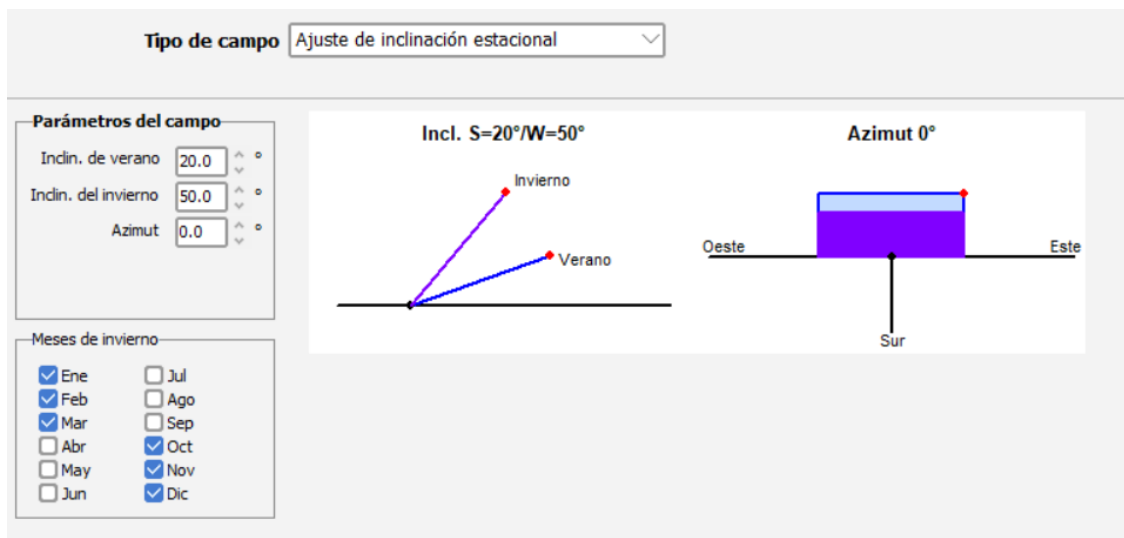


Figura 43: Ajuste Inclinación idónea estacionaria.

Los equipos seleccionados para la simulación son los siguientes.

Características del generador FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	SolarProfit	Fabricante	Sungrow
Modelo	PowerPlus 2 - 470Wp	Modelo	SG110CX REG 100_Comercial
	(Definición de parámetros personalizados)		(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia	470 Wp	Unidad Nom. Potencia	100 kWca

Figura 44: Módulo e inversor seleccionados para simulación.

Siguiendo con la simulación, nos muestra las posibles pérdidas calculadas para nuestra instalación.

Array losses			
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance	
		Uc (const)	29.0 W/m²K
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s
Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	-1.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
Module average degradation		Strings Mismatch loss	
Year no	10	Loss Fraction	0.1 %
Loss factor	0.4 %/year		
Mismatch due to degradation			
Imp RMS dispersion	0.4 %/year		
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year		

Figura 45: Pérdidas suministradas en la simulación.

Finalmente se aporta la solución suministrada por el software en referencia a los valores de producción de energía, para la propuesta de instalación realizada.

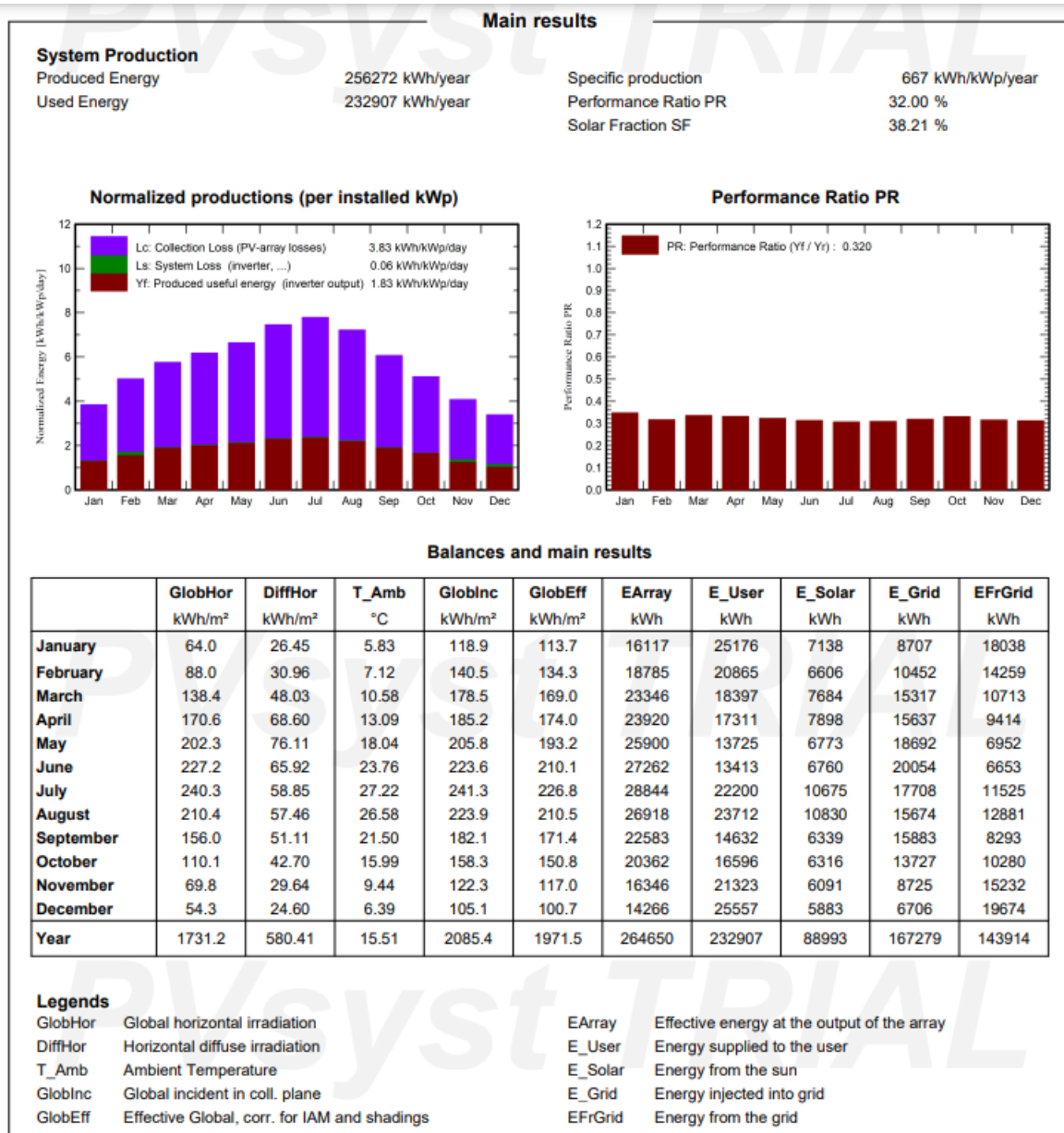


Figura 46: Datos Producción mensual aportada por la simulación propuesta.

7.9 APÉNDICE I – FACTURACIÓN POSTERIOR A LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Estos datos han sido calculados de la siguiente manera

$$\text{Importancia horaria} = n^{\circ}\text{horas}_{\text{periodo}}/n^{\circ}\text{horas}_{\text{nocturnas}}$$

$$\text{Coste Electricidad (Periodo)} = \text{Consumo nocturno} * \text{Importancia horaria} * \text{Precio Periodo}$$

Los resultados se muestran en las Tablas 19 y 20, teniendo en cuenta los periodos tarifarios mostrados previamente, sus costes y las horas nocturnas en cada uno de los meses.

Tabla 19: Consumo y Facturación Prevista tras Instalación (I)

Enero			
Consumo nocturno (kWh)	15290,55	Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	0,172	61,54%	1.618,45 €
P2 (2 horas)	0,224	15,38%	526,94 €
P1 (3 horas)	0,234	23,08%	825,69 €
		Total	2.971,07 €

Febrero			
Consumo nocturno (kWh)	11950,65	Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	0,172	61,54%	1.264,93 €
P2 (2 horas)	0,224	15,38%	411,84 €
P1 (3 horas)	0,234	23,08%	645,34 €
		Total	2.322,10 €

Marzo			
Consumo nocturno (kWh)	9883,2	Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	0,172	64,00%	1.087,94 €
P3 (2 horas)	0,208	16,00%	328,91 €
P2 (2,5 horas)	0,224	20,00%	442,77 €
		Total	1.859,62 €

Abril			
Consumo nocturno (kWh)	9766,55	Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	0,172	72,73%	1.221,71 €
P5 (2 horas)	0,186	18,18%	330,29 €
P4 (1 horas)	0,196	9,09%	174,02 €
		Total	1.726,02 €

Mayo			
Consumo nocturno (kWh)	7469,15	Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	0,172	76,19%	978,81 €
P5 (2 horas)	0,186	19,05%	264,62 €
P4 (0,5 horas)	0,196	28,57%	418,27 €
		Total	1.661,71 €

Junio			
Consumo nocturno (kWh)	6513,75	Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	0,172	79,21%	887,42 €
P4 (2 horas)	0,196	19,80%	252,81 €
P3 (0,1 horas)	0,208	29,70%	402,43 €
		Total	1.542,66 €

Tabla 20: Consumo y Facturación Prevista tras Instalación (II)

Julio			
Consumo nocturno (kWh)		Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	9375,35	79,21%	1.277,28 €
P2 (2 horas)	0,172	19,80%	415,86 €
P1 (0,1 horas)	0,234	0,99%	21,72 €
Total			1.714,85 €
Agosto			
Consumo nocturno (kWh)		Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	8684,75	74,07%	1.106,50 €
P4 (2 horas)	0,172	18,52%	315,22 €
P3 (0,8 horas)	0,196	7,41%	133,81 €
Total			1.555,54 €
Septiembre			
Consumo nocturno (kWh)		Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	7639,26	69,57%	914,05 €
P4 (2 horas)	0,172	17,39%	260,40 €
P3 (1,5 horas)	0,196	13,04%	207,26 €
Total			1.381,71 €
Octubre			
Consumo nocturno (kWh)		Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	9587,95	65,04%	1.072,60 €
P5 (2 horas)	0,172	16,26%	289,98 €
P4 (2,3 horas)	0,186	18,70%	351,40 €
Total			1.713,98 €
Noviembre			
Consumo nocturno (kWh)		Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	11325,01	61,54%	1.198,71 €
P3 (2 horas)	0,172	15,38%	362,40 €
P2 (3 horas)	0,208	23,08%	585,42 €
Total			2.146,52 €
Diciembre			
Consumo nocturno (kWh)		Importancia horaria	Facturación (€)
P6 (8 horas)	14487,35	60,61%	1.510,20 €
P2 (2 horas)	0,172	15,15%	491,69 €
P1 (3,2 horas)	0,224	24,24%	821,83 €
Total			2.823,72 €
Total factura		23.419,51 €	

Según los cálculos realizados se puede concluir con que la facturación anual prevista para una situación posterior a la instalación del proyecto fotovoltaico es de 23.419,51 €. Mediante la Tabla 21, se muestra el coste de facturación desglosado mensualmente.

Tabla 21: Coste Facturación Desglosado Mensualmente

Meses	Coste (€)
Enero	2.971,07 €
Febrero	2.322,10 €
Marzo	1.859,62 €
Abril	1.726,02 €
Mayo	1.661,71 €
Junio	1.542,66 €
Julio	1.714,85 €
Agosto	1.555,54 €
Septiembre	1.381,71 €
Octubre	1.713,98 €
Noviembre	2.146,52 €
Diciembre	2.823,72 €
Anual	23.419,51 €

En la Tabla 22 la comparativa referenciada a la facturación previa a la instalación frente a la posterior, obteniendo un ahorro de 27.272,68 €.

Tabla 22: Desglose Comparativo de la Facturación y el Ahorro

Total factura con instalación	23.419,51 €
Factura sin instalación	50.692,19 €
Ahorro con instalación	27.272,68 €

Este coste económico anual refleja un ahorro de un 53,8% frente a la facturación previa a la instalación.

7.10 APÉNDICE J – PRODUCCIÓN VS CONSUMO Y EXCEDENTES

En la Tabla 23 se muestran los consumos, producciones energéticas, así como el cálculo de excedentes, para cada mes.

Tabla 23: Desglose Mensual del Consumo, Producción y Excedentes (kWh)

	Consumo diurno (kWh)	Producción total (kWh)	Excedentes (kWh)
Enero	9884,95	14100,66	4215,71
Febrero	8914,85	15130,08	6215,23
Marzo	8514,3	20461,86	11947,56
Abril	7544,95	20930,4	13385,45
Mayo	6256,35	22688,28	16431,93
Junio	6898,75	23803,2	16904,45
Julio	12825,15	25232,76	12407,61
Agosto	15026,75	23536,44	8509,69
Septiembre	6993,18	19801,8	12808,62
Octubre	7008,55	17811,36	10802,81
Noviembre	9998,49	13132,8	3134,31
Diciembre	11069,25	11238,12	168,87
Total	110935,52	227867,76	116932,24

Como podemos observar, la energía excedentaria total anual es de 116.932,24 kWh, que se tendrá a disposición para posteriores estudios de viabilidad económica.

7.11 APÉNDICE K - MANTENIMIENTO

En el presente apartado se tratarán los diferentes claves en referencia al mantenimiento de la instalación, en los que se engloban los siguientes puntos: [19]

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- Web de monitorización
- Limpieza de módulos

7.11.1 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo se realizará esporádicamente mediante visitas a la instalación donde se realizarán las siguientes operaciones que se detallan a continuación. [19]

- Módulos fotovoltaicos:
 - Inspección visual del estado físico de los módulos (ruptura, deposición de aves, manchas de vandalismo...)
 - Inspección visual del conector
 - Inspección visual de las cajas de protección
 - Comprobación fusibles DC
 - Comprobación ramales
 - Inspección visual estado de las canalizaciones
 - Comprobación de la fijación del panel a la estructura
- Cuadros de corriente continua y alterna:
 - Recogida de valores de intensidad y voltaje
 - Inspección visual de las humedades
 - Inspección visual de los conectores y terminales
 - Limpieza de cuadros
 - Comprobación de tornillería
- Estructura:
 - Comprobación de tornillos de la estructura de sujeción de paneles
 - Inspección visual del correcto funcionamiento de la estructura
 - Comprobación del correcto estado de los anclajes
- Inversores:
 - Limpieza de filtros
 - Limpieza inversores
 - Comprobación de la ventilación de refrigeración
 - Inspección visual del estado de los conductores
 - Comprobación de tornillos

Cada una de estas operaciones de mantenimiento deberán ir incluidas de un informe técnico en el cual se refleje el estado de cada una de la instrumentación solicitada.

7.11.2 Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento correctivo consta de las siguientes operaciones: [19]

- Atención de todas las incidencias graves en la instalación
- Análisis de la incidencia y presupuestación de trabajos y reposiciones necesarias.

7.11.3 Plataforma de monitorización

- Monitorización
 - Cabina para una visualización de la instalación personalizada
 - Información gráfica del estado operativo de la planta
 - Gráficos de producción
 - Comparación de valores simulados y reales
 - Información de los parámetros operacionales más relevantes
 - Monitorización desde su dispositivo móvil o desde un ordenador
- Operación y mantenimiento de la planta
 - Interfaz de usuario personalizable para una óptima operación
 - Datos históricos de la planta
 - Análisis específicos para una identificación rápida de los fallos
 - Configuración de los criterios de alarma
 - Gestión de la documentación para un almacenamiento centralizado de la información
 - Calendario para coordinar los trabajos del servicio técnico
- Informes
 - Informes individualizados
 - Visión con los parámetros más relevantes de rendimiento y documentación
 - Exportación de todos los valores posibles registrados

7.11.4 Limpieza de la instalación

La limpieza superficial de los módulos fotovoltaicos es esencial para mantener su eficiencia y maximizar su rendimiento. Los paneles solares pueden acumular suciedad, polvo, hojas y distintos residuos que disminuyen la cantidad de energía eléctrica que pueden generar. Además, la acumulación de suciedad puede ocasionar daños superficiales en la cara del módulo reduciendo su vida útil. [19]

Con una buena praxis de todos los puntos mencionados en el apartado de Mantenimiento, conseguiremos una optimización de la instalación consiguiendo mejores resultados, menos riesgos de seguridad y una mejor planificación y manejo mediante los sistemas comentados.