



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO SOBRE LA VIABILIDAD DE LA CREACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UNA ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)

Autor: María Luisa Díaz García

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio sobre la viabilidad de la creación de una planta solar de generación
complementaria para el abastecimiento eléctrico de una Estación Depuradora
de Aguas Residuales (EDAR)”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: María Luisa Díaz García

Fecha: 15/06/2022

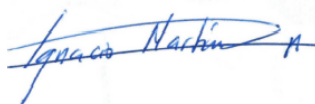


Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: 17/06/2022



2022.06.20

11:18:41

+10'00'



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO SOBRE LA VIABILIDAD DE LA CREACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UNA ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)

Autor: María Luisa Díaz García

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2022

ESTUDIO SOBRE LA VIABILIDAD DE LA CREACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UNA ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)

Autor: Díaz García, María Luisa.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto se basa en el estudio de la creación de una planta solar de generación complementaria para el abastecimiento eléctrico de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR).

La EDAR se encuentra situada entre los municipios de San Clemente y El Provencio en la provincia de Cuenca y su finalidad es la de depurar las aguas residuales de los ambos pueblos. En el proyecto se evalúan diferentes aspectos para determinar si la instalación del parque solar sería una opción válida y rentable.

Se llevará a cabo un análisis del consumo eléctrico de la estación depuradora de aguas residuales para determinar la potencia necesaria de suministro eléctrico. Se estudiará la acometida a la red eléctrica existente y se procederá a realizar un estudio del diseño de la planta solar complementaria con la selección de los paneles solares a utilizar y la determinación del área de terreno en el que se propone su instalación.

La instalación estará conectada a la red eléctrica existente pero no se permitirá el vertido de energía, de tal manera que la energía obtenida de la planta solar será inyectada en la red de consumo de la EDAR, reduciendo el consumo de energía eléctrica.

Por último, se realizará el estudio financiero que determine la viabilidad del proyecto. Si el análisis financiero determina que la propuesta de la creación de la planta solar es rentable, se habrá conseguido la implantación de una energía renovable como lo es la energía solar fotovoltaica además de alcanzar una reducción de gastos por el consumo energético de la EDAR.

Palabras clave: solar, fotovoltaica, renovable, autoconsumo, EDAR.

1.- INTRODUCCIÓN

Es cada vez es más visible a nivel global, el aumento de la importancia de las energías alternativas y el incremento del interés por su consumo. La consecuencia de la necesidad de búsqueda de fuentes alternativas de energía viene dada por la limitación de recursos

de las energías no renovables unido a la creciente concienciación de la gravedad del cambio climático, causa directa del efecto invernadero.

De todas las energías renovables existentes, este proyecto se va centrar en el estudio del uso de la energía solar fotovoltaica, consistente en la producción de energía a partir de la captación de la radiación solar mediante unos paneles solares que la transforman en energía eléctrica.

2.- ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía solar fotovoltaica se consigue gracias al uso de unos paneles solares. Estos paneles fotovoltaicos, utilizan sus células fotovoltaicas haciendo que las radiaciones solares incidan en ellas transformando así la luz solar en energía. La diferencia de potencial entre las dos caras que conforman los paneles produce el salto de electrones entre ellas generando así corriente eléctrica.

En España, el Consejo de Ministros es el encargado de aprobar los planes energéticos que marcan la finalidad de conseguir la implantación nacional de las energías renovables para cumplir con los compromisos energéticos internacionales como el Protocolo de Kioto (1997) o los objetivos fijados por la Directiva del Parlamento Europeo.

Actualmente está vigente el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030), el cual prevé en esta década reducir las emisiones de GEI un 23% respecto a 1990, conseguir un consumo del 42% de energías renovables sobre el consumo total de energías y conseguir un 39,5% de mejora de la eficiencia energética así como un 74 % de energía renovable en la generación eléctrica.

3.- MOTIVACIÓN

El proyecto se basa en el estudio de la creación de una planta solar de generación complementaria para el abastecimiento eléctrico de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). Si el proyecto es rentable, además de una reducción de gastos por el consumo energético se habrá implementado una energía renovable.

La EDAR se sitúa en Cuenca, con el fin de depurar las aguas residuales de los dos pueblos entre los que se encuentra: San Clemente y El Provencio. En el proyecto se evalúan diferentes aspectos para determinar si la instalación del parque solar sería una opción válida y rentable.

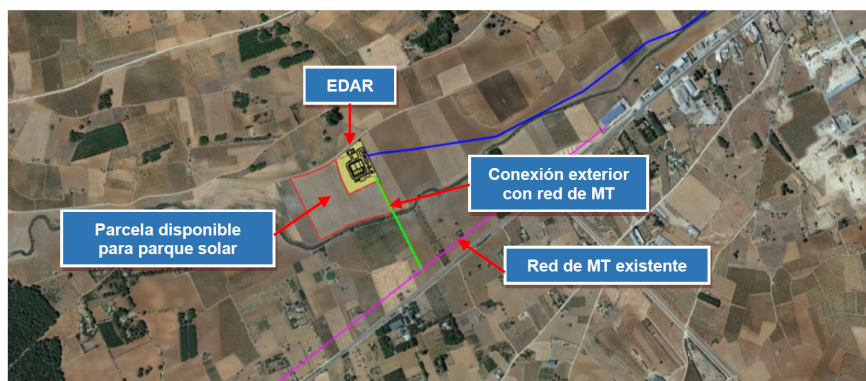
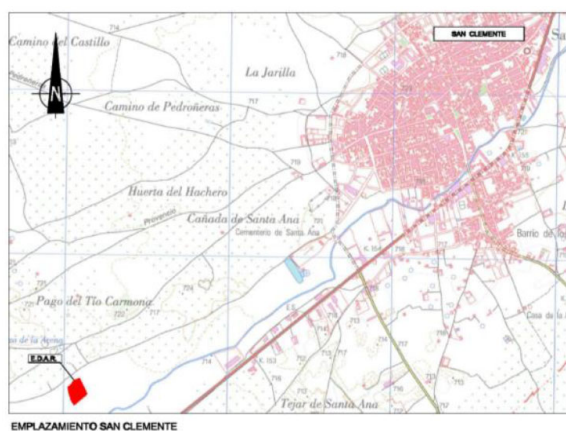
Se pretende que la EDAR alimente parte de sus servicios con energía limpia, en base a energía fotovoltaica hasta un máximo de potencia instalada de 80 kW.

La EDAR estará conectada a una red eléctrica de 20 kV a través de un transformador 20000/400 V de 160 kVA. Este transformador dará tensión a un Cuadro General de distribución en BT. El transformador estará ubicado en caseta prefabricada a la entrada de la parcela de la EDAR. La energía generada por la Planta Solar será para autoconsumo,

reduciendo el consumo en la conexión con la red eléctrica exterior y por tanto el coste de explotación de la EDAR.

La EDAR se encuentra en el Término Municipal de San Clemente (Cuenca), localidad que se sitúa a 76 km al Sur de Cuenca y a 60 km al norte de Albacete. La EDAR se ubica en la margen derecha del río Rus a 1 km al oeste del núcleo urbano de San Clemente.

A continuación se muestra las instalaciones de la EDAR proyectadas con el área disponible para la instalación de la planta y una vista aérea.



LEYENDA

- TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO PROYECTADA
- TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO EXISTENTE
- LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN EXISTENTE
- LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN PROYECTADA
- - - COLECTOR DE LLEGADA PROYECTADO
- - - IMPULSIÓN DE LLEGADA PROYECTADA

4.- OBJETIVOS DEL PROYECTO

1- Reducir el consumo eléctrico del funcionamiento de la EDAR empleando medios de autosuficiencia energética con fuentes renovables: el estudio determinará a largo plazo la rentabilidad de invertir en la creación de una planta solar para que la energía solar fotovoltaica abastezca energéticamente a la EDAR, limitando así el consumo eléctrico de la red.

2- Optimizar los recursos naturales y reducir las emisiones de CO₂ y de esta manera contribuir a crear una sociedad que desarrolla su actividad utilizando procesos más sostenibles: el proyecto apuesta por las energías renovables, concretamente la solar fotovoltaica. Estas energías no contribuyen negativamente al medioambiente ya que son energías no contaminantes.

3- Mejorar la Competitividad (Agenda de Lisboa), apostando por el progreso tecnológico y reduciendo la dependencia energética exterior: la construcción de la planta solar promovería el autoconsumo de la EDAR evitando su total dependencia de la electricidad proporcionada por la red eléctrica.

5.- ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DEL DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos del desarrollo sostenible (ODS) fueron diseñados en 2015 por la Asamblea General de Naciones Unidas y abogan por la prosperidad económica global, el fin de la pobreza y el compromiso con el medioambiente.

Este proyecto incluye algunos de estos objetivos:

- El objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras. Este proyecto, al tratarse del estudio de la creación de una planta solar, promueve la industrialización sostenible al apostar por las energías renovables como fuente de alimentación energética de una EDAR, reduciendo así su consumo eléctrico de la red.
- El objetivo 13: Acción por el clima. Mediante la creación de la estación fotovoltaica, se reduciría el consumo de energía cuya producción tiene efectos dañinos sobre el medioambiente y consecuentemente sobre el clima. El consumo de energía solar que se propone en el proyecto no emite gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen al deterioro de la capa de ozono, agravando la situación del cambio climático.
- El objetivo 7: Energía asequible y no contaminante. Este ODS se cumple puesto que uno de las principales finalidades del estudio es el uso de energías renovables para el abastecimiento eléctrico de la EDAR. La energía solar fotovoltaica es una energía renovable que utiliza directamente los recursos de la naturaleza para la producción energética sin generar ningún tipo de contaminación que pueda afectar al deterioro del medioambiente.

6.- METODOLOGÍA DE TRABAJO

En primer lugar será necesario estudiar el consumo eléctrico de la EDAR para calcular la potencia necesaria de suministro eléctrico. La EDAR funciona las 24 horas al día por lo que siempre tendrá que consumir energía de la red en periodos en los que la planta fotovoltaica no pueda abastecerla por completo.

Se diseñará la planta solar en los terrenos anexos a la EDAR para reducir el consumo de suministro eléctrico exterior. La instalación se realizará bajo el modelo de “SUMINISTRO CON AUTOCONSUMO”, y se tratará como una “Instalación Generadora en BT”, siguiendo los siguientes pasos:

Una vez determinada la potencia necesaria de la planta solar, se analizará mediante un software los ciclos solares de la zona para conocer el potencial de la energía solar en el proyecto.

También una vez conocida la potencia necesaria del parque solar, se valorarán las distintas opciones de placas solares que actualmente ofrece el mercado y se seleccionarán aquellas que mejor se adapten a las condiciones del proyecto.

Con el cálculo de las dimensiones de la planta solar, se realizará el estudio de los terrenos adyacentes a la EDAR para su establecimiento.

Se realizará un análisis financiero para estudiar la viabilidad.

7.- RECURSOS A EMPLEAR

Se usarán distintos softwares como PVsyst y Homer-pro para llevar a cabo el análisis de los ciclos solares en la zona, el estudio del terreno y la producción energética de la planta solar.

Además será necesario el uso de herramientas como AutoCAD para poder realizar los planos.

STUDY OF THE VIABILITY OF THE CREATION OF A COMPLEMENTARY GENERATION SOLAR PLANT FOR THE ELECTRICAL SUPPLY OF A SEWAGE TREATMENT PLANT (STP)

Author: Díaz García, María Luisa.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

ABSTRACT OF THE PROJECT

The project is based on the study and the creation of a solar plant which provides complementary energy generation for the electrical supply of a Sewage Treatment Plant (STP).

The STP is located between the municipalities of San Clemente and El Provencio in the province of Cuenca and its purpose is to refine the wastewater collected from both villages. In the project, different factors are evaluated to determine if the installation of the solar plant would be a valid and profitable option.

There will be derived an analysis on the electrical consumption of the treatment plant that will lead to determine the necessary power of electrical supply. The connection to the existent electricity grid will be studied, as well as the design of the complementary solar plant with the selection of the solar panels to use and the determination of the area of terrain in which its location is proposed.

The installation will be connected to the existent electricity grid but the discharging of energy will be avoided, implying that the total amount of energy obtained from the solar plant will be injected to the consumption network of the STP, decreasing its electrical energy consumption.

Finally, a financial study will be performed to determine the viability of the project. If the financial analysis concludes that the proposal of the creation of the solar plant is profitable, the implementation of a renewable energy such as the solar photovoltaic energy will therefore be reached, complemented with a reduced expenditure of the energetic consumption of the STP.

Key words: solar, photovoltaic, renewable, self-consumption, STP.

1.- INTRODUCCIÓN

As time goes by, it is more visible globally the increasement of the importance of alternative fuels and the increasement of its consumption interest. The consequence of this need of finding alternative energy sources is caused by the limitation of the resources of non-renewable energy tied to the concern about the climate change, direct cause of the greenhouse effect.

This project will focus on the use of the solar photovoltaic energy, which consists on solar panels that capture solar radiation and transform it into electrical energy.

2.- STATE OF PLAY

Solar photovoltaic energy is produced thanks to the use of solar panels. These panels use their photovoltaic cells catching the solar radiation and transforming sunlight into energy. The difference of potential caused between both faces of the panels makes the electrons jump from one to another generating electric current.

In Spain, the Council of Ministers is on charge of approving the energetic plans that enforce the implantation of renewable energies all over the country to fulfill the international energetical commitments such as Kyoto Protocol (1997) or the objectives dictated by the European Parliament.

Currently the National Integrated Energy and Climate Plan (2021-2030) is in force and it aims to reduce the greenhouse effect gases by 23% compared to 1990, reach a 42% of renewable energy consumption out of the total consumption of energy of the country and improve the electrical generation efficiency by a 74%.

3.- MOTIVATION

The project is based on the study of the creation of a solar generation plant to supply part of the energy demanded by a Sewage Treatment Plant (STP). If the project is profitable there would be two main objectives reached: a reduction of the expenditures on electricity and the implementation of a renewable energy source.

The STP is located on Cuenca and its objective is to treat the waste water derived from the villages of San Clemente and El Provencio. In the project, different aspects are evaluated to determine if the construction of the solar plant is a valid and profitable option.

It is intended to generate up to 80 kW of clean energy by the solar plant to supply part of the energy needed by the STP.

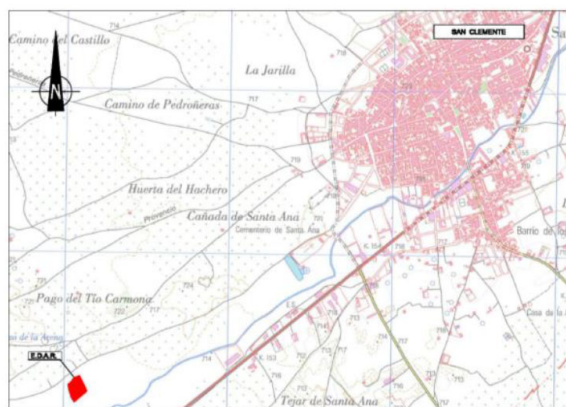
The STP is connected to the electrical grid of 20 kV through a 2000/400 V and 60 kVA transformer. This transformer is connected to a low-voltage electrical switchboard. The energy generated by the solar plant is for self-consumption.

The STP is located 76 km south from Cuenca and 60 km north from Albacete, in the right margin of the Rus river 1 km west from San Clemente.

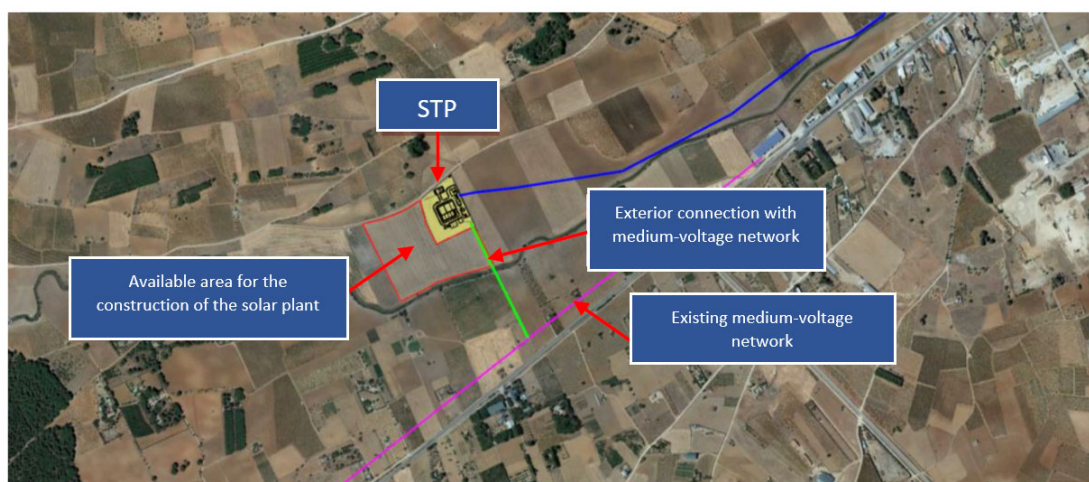
In the images it can be seen the projection of the available area for the construction of the solar plant next to the STP.



SITUACIÓN SAN CLEMENTE



EMPLAZAMIENTO SAN CLEMENTE



4.- OBJECTIVES OF THE PROJECT

1.- Reducing the electrical consumption by the STP implementing self-consumption energy source methods: the technical study will determine the profitability of investing on the creation of the solar plant to limit the electrical consumption from the grid.

2.- Optimize natural resources and reducing CO2 emissions contributing to the creation of a society which develops its activities with sustainable processes: this project takes a chance on renewable energy sources, concretely solar energy. These energies does not cause a harmful environmental impact.

3.- Improve the Competitiveness (Lisbon Agenda), betting on technological progress and reducing the energetic dependence from abroad: the construction of the solar plant would promote the STP self-consumption avoiding a full dependence on the electrical grid.

5.- ALIGNMENT WITH THE SDG

The Sustainable Development Goals (SDG) were designed in 2015 by the United Nations General Assembly aiming for the global economic prosperity, the end of poverty and the compromise with the environment.

This project includes some of these objectives:

- The objective number 9: Industry, innovation and infrastructures. This project is about the study of the creation of a solar plant so it promotes the sustainable industrialization betting on renewable energy sources.
- The objective number 13: Climate action. With the creation of the solar plant, there would be a reduction in the consumption of non-renewable energy that has harmful effects on the environment and consequently on the climate. With the solar energy consumption there would be a reduction on the greenhouse effect gases that cause the deterioration of the ozone layer, and thus, the climate change.
- The objective number 7: Affordable and clean energy. This SDG is accomplished since one of the main objectives of the project is to introduce the solar photovoltaic technology to produce solar energy. This energy does not cause contamination or any harmful effect to the environment.

6.- WORK METHODOLOGY

Firs of all it will be necessary to study the STP electrical consumption in order to calculate the total power of electrical supply. The STP works 24h/day so it will need energy in periods of time where the solar plant is not able to supply it completely.

The solar plant will be designed in the adjoining land of the STP infrastructure to reduce the electrical supply from the grid. The solar plant will produce a self-consumption supply to the STP and will be treated as a “low-voltage power plant” following the next steps:

Once the needed power of the solar plant is determined, the solar cycles will be analyzed with a software to determine the potential of the solar energy in the location of the STP.

Also when the power of the solar plant is known, the procedure is to evaluate different options of solar panels offered in the market and those which fit better the conditions of the project will be selected.

The next step is to calculate the total dimension of the solar plant and the adjoining land of the STP will be analyzed to determine if the settlement of the solar plant is viable.

To conclude, it is needed to perform a financial analysis to study the profitability of the project.

7.- RESOURCES TO BE DEPLOYED

Several software such as PVsyst and Homer-pro will be used to study the solar cycles of the location, the analysis of the land and the energetic production of the solar plant.

It will also be necessary to implement tools like AutoCAD in order to design the plans of the facility.

ÍNDICE DEL PROYECTO

1.- INTRODUCCIÓN	25
1.1.- HISTORIA DE LA ENERGÍA.....	25
1.2.- LA ENERGÍA EN LA ACTUALIDAD	26
1.3.- TIPOS DE ENERGÍAS	26
1.3.1.- ENERGÍAS NO RENOVABLES.....	26
1.3.2.- ENERGÍAS RENOVABLES	28
1.4.- EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.....	29
2.- MOTIVACIÓN	31
3.- OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	31
3.1.- ALINEACIÓN CON LOS ODS	32
4.- CONTEXTO DEL PROYECTO.....	33
4.1.- ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)	33
4.1.1.- LOCALIZACIÓN.....	34
4.1.2.- TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PROXIMIDADES	34
4.1.3.- CONSUMO ELÉCTRICO ACTUAL DE LA EDAR.....	35
4.2.- PROPUESTA DE MEJORA	37
4.2.1.- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	37
4.2.2.- EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR.....	39
4.2.3.- CÁLCULO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA PLANTA SOLAR	45
4.3.- NORMATIVA.....	46
5.- DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA.....	47
5.1.- POTENCIA NOMINAL DE LA INSTALACIÓN.....	48
5.2.- ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS	49
5.3.- SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	51
5.3.1.- SELECCIÓN DEL MODELO DE PANEL SOLAR A UTILIZAR	52
5.4.- CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	57
5.4.1.- PÉRDIDAS POR CABLEADO	57
5.4.2.- PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN DE LOS MÓDULOS	58
5.4.3.- PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.....	58
5.4.4.- PÉRDIDAS POR PRESENCIA DE SUCIEDAD O SOILING	61
5.4.5.- PÉRDIDAS POR SOMBRAS	61
5.4.6.- PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES	61
5.5.7.- PÉRDIDAS DEL INVERSOR DE RED	62

5.5.8.- CÁLCULO TOTAL DE LAS PÉRDIDAS	63
5.5.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS	63
5.6.- INVERSOR DE RED	65
5.6.1.- TIPOS DE INVERSORES	65
5.6.2.- SELECCIÓN DEL MODELO DE INVERSOR DE RED A UTILIZAR	67
5.7.- TIPOS DE CONEXIÓN	74
5.7.1.- SISTEMA <i>ON-GRID</i>	75
5.7.2.- SISTEMA HÍBRIDO	75
5.7.3.- SISTEMA <i>OFF-GRID</i>	75
5.8.- CONEXIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA CON LA EDAR.....	75
5.9.- ESTRUCTURA FIJA DE LOS MÓDULOS	76
5.9.1.- ESTUDIO GEOTÉCNICO (ESTUDIO DEL TERRENO)	76
5.9.2.- SOPORTE DE LOS MÓDULOS	77
5.10.- SEPARACIÓN ENTRE LOS STRINGS	79
5.11.- DISPOSICIÓN DE LOS STRINGS	81
5.12.- CABLEADO DE LA INSTALACIÓN.....	85
5.12.1.- CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA	86
5.12.2.- CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA	88
5.13.- PROTECCIONES Y SEGURIDAD EN LA INSTALACIÓN.....	90
5.13.1.- PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA	90
5.13.2.- PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA	92
6.- ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA SOLAR	93
6.1.- COSTE DE INVERSIÓN	94
6.2.- COSTE DE INSTALACIÓN	95
6.3.- COSTE DE MANTENIMIENTO.....	96
6.4.- COSTE MEDIOAMBIENTAL	97
6.5.- COSTE DE DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	98
7.- ANÁLISIS ECONÓMICO.....	100
7.1.- PRESUPUESTO	100
7.2.- RENTABILIDAD	101
7.2.1.- VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	103
7.2.2.- TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	103
7.2.3.- PERIODO DE RECUPERACIÓN	104
7.3.- <i>LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE)</i>	104
7.4.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	105
8.- CONCLUSIONES	106

9.- BIBLIOGRAFÍA	108
- ANEXOS -	111

CONSUMO ELÉCTRICO DE LA EDAR

TABLA DE FACTOR DE CORRECCIÓN K PARA SUPERFICIES INCLINADAS

FICHA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR DE RED

FICHA TÉCNICA DE LOS SOPORTES

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Potencia solar acumulada instalada en España.....	31
Figura 2.- Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	33
Figura 3.- Localización de la EDAR respecto de los municipios de El Provencio y San Clemente.....	35
Figura 4.- Conexión exterior de la EDAR con la red de MT.....	36
Figura 5.- Consumo horario de agua por la población.....	37
Figura 6.- Esquema de una célula fotovoltaica.....	39
Figura 7.- Estructura de la generación eléctrica Española actual.....	40
Figura 8.- Datos meteorológicos en localización de la EDAR.....	41
Figura 9.- Trayectoria solar en la localización de la EDAR.....	41
Figura 10.- Irradiación solar global y difusa anual en la localización de la EDAR.....	42
Figura 11.- Irradiación solar en la localización de la EDAR el día 22 de junio.....	43
Figura 12.- Irradiación solar en la localización de la EDAR el día 22 de diciembre.....	43
Figura 13.- Irradiación solar en la localización de la EDAR día 4 de marzo.....	45
Figura 14.- Área de la parcela adyacente a la EDAR.....	48
Figura 16.- Coordenadas, latitud y longitud de la localización de la planta solar.....	51
Figura 17.- Orientación de los módulos con inclinación de 30°.....	51
Figura 18.- Orientación de los módulos con inclinación de 35°.....	52
Figura 19.- Irradiación solar en la localización de la EDAR día 1 de septiembre.....	54
Figura 20.- Temperatura ambiente en la localización de la EDAR día 1 de septiembre.....	55
Figura 21.- Determinación del rendimiento de los módulos según su inclinación y orientación.....	63
Figura 22.- Esquema de instalación con inversor en cadena.....	67
Figura 23.- Esquema de instalación con microinversor.....	68
Figura 24.- Esquema de instalación con inversor centralizado.....	68
Figura 25.- Esquema de los soportes de los módulos fotovoltaicos.....	79
Figura 26.- Hincadora necesaria para la instalación de los soportes.....	80
Figura 27.- Dimensiones del modelo de módulo fotovoltaico seleccionado.....	80

Figura 28.- Esquema del soporte de los módulos fotovoltaicos.....	81
Figura 29.- Esquema de la separación de los <i>strings</i> . Elaboración propia.....	82
Figura 30.- Área del terreno adyacente a la EDAR.....	82
Figura 31.- Comparación del área que ocupa sobre el terreno el panel con y sin inclinación. Elaboración propia.....	83
Figura 32.- Dimensiones de un <i>string</i> . Elaboración propia.....	84
Figura 33.- Disposición de los <i>strings</i> y su conexión con los inversores. Elaboración propia.....	84
Figura 34.- Diseño final de la instalación fotovoltaica.....	85
Figura 35.- Cable CC de mayor longitud en la instalación.....	87
Figura 36.- Tramo de cableado CA (rosa).....	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Consumo horario de agua por la población.....	37
Tabla 2.- Consumo eléctrico de la EDAR. Elaboración propia.....	38
Tabla 3.- Media de horas diarias de irradiación en la localización de la EDAR. Elaboración propia.....	44
Tabla 4.- Consumo EDAR comprendido entre las 10:30h y las 17:30h. Elaboración propia.....	46
Tabla 5.- Requisitos para la compensación por excedentes. Elaboración propia.....	48
Tabla 6.- Energía/m ² día medio de enero y diciembre. Elaboración propia.....	49
Tabla 7.- Comparación de distintos modelos de módulos fotovoltaicos. Elaboración propia.....	57
Tabla 8.- Pérdidas a evaluar para determinar el rendimiento global de la instalación. Elaboración propia.....	58
Tabla 9.- Cálculo del rendimiento medio debido a la temperatura. Elaboración propia.....	61
Tabla 10.- Porcentaje total de pérdidas y rendimiento final de la instalación.....	64
Tabla 11.- Comparación de distintos modelos de inversores de red. Elaboración propia.....	69
Tabla 12.- Principales características de los módulos solares seleccionados. Elaboración propia.....	70
Tabla 13.- Resumen criterios intensidad y tensión modelo Piko 20. Elaboración propia.....	73
Tabla 14.- Resumen criterios intensidad y tensión modelo Symo 20-3-M. Elaboración propia.....	73
Tabla 15.- Resumen criterios intensidad y tensión modelo Sirio TL 30. Elaboración propia.....	74
Tabla 16.- Resumen criterios intensidad y tensión modelo 40000TL3-S. Elaboración propia.....	74
Tabla 17.- Resumen criterios intensidad y tensión modelo Sirio TL 50. Elaboración propia.....	75
Tabla 18.- Modelos de inversores que cumplen criterios de intensidad y tensión. Elaboración propia.....	75
Tabla 19.- Resumen de los resultados del sondeo mecánico.....	77
Tabla 20.- Resumen de los resultados del sondeo de penetración estándar.....	78

Tabla 21.- Resumen de la consistencia y compacidad del terreno.....	78
Tabla 22.- Sección y longitud del cableado de la instalación.....	86
Tabla 23.- Intensidad máxima admisible según la sección de cables con conductores de cobre en una instalación enterrada.....	87
Tabla 24.- Reparto de costes de inversión.....	95
Tabla 25.- Costes de inversión.....	96
Tabla 26.- Costes de instalación.....	97
Tabla 27.- Costes de mantenimiento.....	98
Tabla 28.- Costes medioambientales.....	98
Tabla 29.- Coste de desmantelamiento de la instalación.....	100
Tabla 30.- LCC.....	100
Tabla 31.- Resumen del presupuesto.....	101
Tabla 32.- Flujo de caja.....	103
Tabla 33.- Evolución del flujo de caja durante el periodo de vida útil.....	105
Tabla 34.- Rentabilidad del proyecto en distintos escenarios económicos. Elaboración propia.....	107

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.- Consumo eléctrico anual de la EDAR entre las 10:30h y las 17h.....	46
Ecuación 2.- Aplicación factor de corrección por tipo de clima.....	49
Ecuación 3.- Aplicación factor de corrección por orientación e inclinación de módulos.....	50
Ecuación 4.- Horas solares pico anuales en localización de la EDAR.....	50
Ecuación 5.- Potencia nominal de la instalación fotovoltaica.....	50
Ecuación 6.- Temperatura de operación de las células fotovoltaicas.....	54
Ecuación 7.- Aplicación del coeficiente de temperatura de tensión.....	55
Ecuación 8.- Potencia pico de la instalación.....	58
Ecuación 9.- Porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación de los módulos.....	63
Ecuación 10.- Número de módulos a instalar.....	65
Ecuación 11.- Potencia pico de la instalación aplicando factor de pérdidas durante vida útil.....	65
Ecuación 12.- Aplicación factor de sobredimensionamiento para selección del inversor.....	69
Ecuación 13.- Determinación del número de inversores a emplear según potencia de salida.....	70
Ecuación 14.- Intensidad máxima del inversor de red.....	71
Ecuación 15.- Tensión máxima del inversor de red.....	71
Ecuación 16.- Número de módulos por <i>string</i>	72
Ecuación 17.- Tensión mínima del inversor de red.....	72
Ecuación 18.- Distancia mínima de separación entre <i>strings</i>	81
Ecuación 19.- Altura del soporte de los módulos fotovoltaicos.....	81
Ecuación 20.- Cálculo del factor K.....	81
Ecuación 21.- Área del panel solar.....	83
Ecuación 22.- Área del panel solar con inclinación.....	83
Ecuación 23.- Área de un <i>string</i>	84
Ecuación 24.- Sección cables de cobre CC.....	88
Ecuación 25.- Intensidad máxima de circulación por <i>string</i>	88

Ecuación 26.- Intensidad de la línea.....	89
Ecuación 27.- Intensidad máxima de circulación por cableado de CA.....	89
Ecuación 28.- Sección cables de cobre CA.....	89
Ecuación 29.- Intensidad máxima de circulación permitida por los fusibles.....	92
Ecuación 30.- Intensidad de fusión de los fusibles.....	92
Ecuación 31.- Tensión nominal del ramal.....	92
Ecuación 32.- Intensidad nominal del interruptor.....	92
Ecuación 33.- Intensidad nominal de la línea.....	93
Ecuación 34.- Intensidad máxima <i>string</i>	93
Ecuación 35.- Intensidad nominal de la línea.....	94
Ecuación 36.- Intensidad máxima <i>string</i>	94
Ecuación 37.- LCC.....	95
Ecuación 38.- Volumen de tierra a rellenar.....	99
Ecuación 39.- VAN.....	104
Ecuación 40.- TIR.....	104
Ecuación 41.- LCOE.....	106

1.- INTRODUCCIÓN

1.1.- HISTORIA DE LA ENERGÍA

A lo largo de los siglos se puede observar como la energía ha tenido un papel fundamental para facilitar y mejorar nuestra vida influyendo en la evolución de la especie humana.

Ya en la prehistoria con el descubrimiento del fuego se empezó a usar la energía que este generaba en forma de calor para soportar temporadas de frío. Desde ahí hasta nuestros días, donde las innovaciones tecnológicas siguen un ritmo imparable, el uso de la energía ha marcado todas las épocas de la historia de la humanidad.

Cuando los egipcios construyeron hace 5000 años los primeros barcos de vela que hacían uso de la energía eólica se abrió la oportunidad hacia la exploración de nuevas tierras y se produjeron también grandes avances en el comercio. Otros ejemplos del uso de la energía en la época preindustrial son las ruedas de agua en ríos o el molino de viento para moler cereales.

El ser humano veía como gracias a estos progresos energéticos las tareas que realizaba en su día a día mejoraban en cuanto a disminución del tiempo empleado en llevarlas a cabo y disminución del esfuerzo y trabajo para realizarlas.

Fue en Inglaterra a mediados del siglo XVIII cuando, la Primera Revolución Industrial y el uso de la energía produjeron un significativo cambio en la historia de la humanidad. James Watt inventó la máquina de vapor que como consecuencia de la energía generada por la combustión del vapor de agua al calentarla, convertía en energía mecánica la presión en su interior. A partir de ahí las máquinas que fueron inventadas empezaron a usar el vapor como fuente de energía.

Debido a este descubrimiento, la Primera Revolución Industrial supuso una gran expansión de muchos sectores. La máquina de vapor en los transportes dio paso al ferrocarril y al barco de vapor facilitando la creación de redes de comunicación y comercio entre las principales ciudades europeas. Indirectamente también dio pie al desarrollo de sectores como la siderurgia o la minería debido a las grandes cantidades de hierro y carbón necesarias para la creación y funcionamiento de estas máquinas.

En la segunda mitad del siglo XIX tuvo lugar la Segunda Revolución Industrial y esta se caracteriza principalmente por la aparición del petróleo y de la electricidad como nuevas fuentes de energía. Se produjeron numerosas innovaciones como la creación de la dinamo para transformar en electricidad (corriente continua) la fuerza motriz de turbinas, el transformador para facilitar el uso de la energía en las máquinas o el alternador que evita las pérdidas en el transporte de la energía al convertirla de continua a alterna.

La aparición del petróleo se utilizó desde sus inicios para la calefacción y la iluminación pero la mayor innovación industrial de este recurso se produjo al destilarlo y conseguir un combustible líquido válido para el funcionamiento del motor de combustión, que sustituyó así al motor de vapor al ser más económico y más limpio.

La generación industrial de electricidad tuvo sus comienzos en el último cuarto del siglo XIX. Las ventajas que supuso el desarrollo de la electricidad fueron muy numerosas. Podía ser transformada en diferentes formas de energía y esta a su vez se podía utilizar tanto como luz o como calor según el uso que se quisiera hacer de ella. Se facilitó su distribución al permitir que llegará a zonas alejadas del punto de producción sin pérdidas. Sustituyó a la energía hidráulica y a la de vapor al abaratar sus costes caracterizándose por ser una energía limpia.

Durante la última década del siglo XX surge una creciente concienciación ambiental unida a la preocupación por los recursos limitados que constituyen las energías no renovables, por ello, desde entonces, la producción de energía ha sufrido un nuevo desarrollo para adaptarse a esta nueva situación que se da a nivel mundial.

1.2.- LA ENERGÍA EN LA ACTUALIDAD

Es cada vez más visible a nivel global, el aumento de la importancia de las energías alternativas y el incremento del interés por su consumo. La consecuencia de la necesidad de búsqueda de fuentes alternativas de energía viene dada por la limitación de recursos de las energías no renovables unido a la creciente concienciación de la gravedad del cambio climático, causa directa del efecto invernadero.

Pero para entender el porqué de esta búsqueda de nuevas fuentes de energía haremos una breve explicación de qué son y que suponen las energías no renovables, el efecto invernadero y las consecuencias que estos provocan.

1.3.- TIPOS DE ENERGÍAS

1.3.1.- ENERGÍAS NO RENOVABLES

Las energías no renovables son aquellas que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada, provienen de un recursos naturales limitados, lo que supone que, una vez se consume en su totalidad el recurso del que provienen, no hay posibilidad de que se vuelvan a generar, y si lo hicieran sería de una forma muy lenta y dilatadísima en el tiempo, ya que estas energías provienen en su mayoría de combustibles fósiles, por lo que hablamos de una regeneración que supondría millones de años en producirse. Es por ello por lo que se considera a este tipo de energía como no renovable.

Hay dos tipos fundamentales de energía no renovables:

- Convencionales o combustibles fósiles: en las que se encuentran el petróleo, gas natural y el carbón
- No convencionales o combustibles nucleares: también llamada energía nuclear, que se obtienen principalmente de la extracción del uranio y su tratamiento en plantas nucleares. En este tipo incluiríamos también los agrocombustibles y biocombustibles, obtenidos a

partir de la mezcla de sustancias orgánicas, procedentes de especies como soja, girasoles, palmeras o especies forestales como el eucalipto y el pino.

La energía procedente de estos combustibles, ha sido muy importante en el avance industrial desde la invención de la máquina de vapor y ha transformado por ende la vida de las personas suponiendo un gran beneficio para los avances tecnológicos y el desarrollo económico.

Pero de la misma forma que ha sido tan beneficiosa para el ser humano, al mismo tiempo este tipo de energía le causa graves perjuicios. Su obtención, ha ido acompañada de efectos no deseados y altamente perjudiciales como contaminaciones de aguas de ríos y mares producidas como consecuencia de vertidos o liberación de aguas residuales procedentes de centrales nucleares, con la consiguiente destrucción de biodiversidad y lo que ello supone para el medio ambiente.

Además el proceso de obtención de estas energías no renovables, generadas de la quema de los combustibles (carbón, petróleo y gas), provoca la formación de grandes cantidades de dióxido de carbono y otros gases contaminantes que al emitirse a la atmósfera provocan grandes problemas medioambientales, como por ejemplo el efecto invernadero.

1.3.1.1.- EL EFECTO INVERNADERO

El efecto invernadero es un fenómeno natural que ayuda a mantener un nivel medio de temperatura en la superficie de la tierra. Parte de la radiación solar un 70% aproximadamente es absorbida naturalmente por la superficie terrestre convirtiéndose en radiación infrarroja que es reflejada de vuelta al espacio. La atmósfera está formada por algunos gases naturales como oxígeno o nitrógeno, gases que retienen parte de la radiación térmica que emite la superficie terrestre después de haber sido calentada por el sol manteniendo la temperatura de la tierra a un nivel adecuado.

Si bien el efecto invernadero es un fenómeno natural que beneficia al ser humano manteniendo una temperatura global que hace habitable el planeta, la excesiva acumulación de gases tales como el dióxido de carbono, vapor de agua, metano entre otros, provocan que las radiaciones solares que debían ser devueltas al espacio queden atrapadas por estos gases. Ese proceso conlleva la creación de agujeros en la capa de ozono que permiten que las radiaciones solares entren en la atmósfera con mayor intensidad provocando a su vez un aumento de la temperatura de la Tierra que tiene efectos devastadores tales como:

- Aumento de las temperaturas.
- Deshielo de los polos.
- Inundaciones provocadas por el aumento del nivel del mar causado por el deshielo.
- Fenómenos meteorológicos tales como tormentas, tornados, huracanes.
- Desertificación.

El aumento de gases nocivos, que provocan el efecto invernadero se empieza a notar a partir de la revolución industrial, justo en el momento en que mayor protagonismo cobran las energías no renovables, y es desde entonces, cuando la generación de este tipo de energía hace que se produzcan aumento de los gases nocivos principales causantes del efecto invernadero.

Podemos por tanto concluir que si bien las energías no renovables han supuesto un gran avance para la industria y aun siendo las más utilizadas hoy en día, incluso a pesar de sus efectos desfavorables, los grandes perjuicios que generan al planeta obligan a la búsqueda de alternativas a este tipo de energía, alternativas que pasen por conseguir un tipo de energía cuyo uso no sea limitado y que además no provoque unos efectos tan nocivos como los que provocan las energías no renovables.

1.3.2.- ENERGÍAS RENOVABLES

Es por todo lo anterior que los esfuerzos se centran en el desarrollo de un tipo de energía conocida como energía alternativa, energía renovable o energía verde, que se caracteriza por ser una energía no limitada y menos nociva para el medio ambiente, basada en la utilización de recursos naturales, viento, sol, agua, que pueden renovarse ilimitadamente para obtener energía y entre ellas se encuentran la energía eólica, la energía solar térmica, la energía mareomotriz, la biomasa y la energía geotérmica y cuyo impacto medioambiental es escaso habida cuenta de que apenas generan contaminantes.

El aumento del desarrollo de las energías renovables para desplazar a los combustibles fósiles parece un proceso lento. Según datos aportados por la AIE (Agencia Internacional de la Energía) del año 2020 al año 2021 se produjo un aumento del 3% de potencia instalada de energías renovables. Aun así, en la actualidad, los pronósticos acerca de las energías alternativas son favorecedores. Informes de la AIE indican que en el 2024 la capacidad de generación de energía proveniente de fuentes solar o eólica superarán a la energía obtenida del carbón o del petróleo, y también pronostican que en el año 2026 la capacidad mundial de electricidad renovable aumentará más del 60% desde los niveles de 2020 (1)

En España en las últimas dos décadas se ha producido un gran desarrollo de las energías renovables dirigido a conseguir el objetivo de desbancar a los combustibles fósiles y otras fuentes de energías no renovables como la nuclear. En el año 2018, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la producción total de energía proveniente de las renovables fue del 38,5%, superando al 37,4% de los combustibles fósiles y dejando a la energía nuclear una aportación del 22% (2).

Es necesario explicar cuáles son los inconvenientes y desventajas de estas energías alternativas (3) que ralentizan la sustitución de los combustibles fósiles:

- Dependencia de fenómenos atmosféricos: estos fenómenos son incontrolables, la ausencia de Sol o la baja intensidad del viento supondrían un desabastecimiento de producción energética en caso de las energías renovables fueran la única fuente energética.

- **Impacto en ecosistemas:** muchas de ellas, como la energía solar, requieren grandes superficies para situar las plantas de energía y esto supone contaminación visual en los paisajes, ruido y perturbaciones para la flora y la fauna como afectar a la vida marina o a los hábitats de las aves.
- **Altos costes de inversión:** al ser tecnologías en desarrollo.
- **Dificultad de almacenamiento:** en muchos casos es complicado almacenar la energía producida, por ello también es necesario invertir en el desarrollo de métodos de almacenamiento como las baterías que eviten la necesidad del consumo inmediato de la energía producida o su pérdida.

En lo referente a este proyecto, el interés se centra en la energía solar fotovoltaica que consiste en el uso de células fotovoltaicas para captar la radiación solar. La diferencia de potencial entre las dos caras que conforman los paneles produce el salto de electrones entre ellas generando así corriente eléctrica.

1.4.- EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

En España, el Consejo de Ministros es el encargado de aprobar los planes energéticos que marcan la finalidad de conseguir la implantación nacional de las energías renovables para cumplir con los compromisos energéticos internacionales como el Protocolo de Kioto (1997) o los objetivos fijados por la Directiva del Parlamento Europeo.

Los planes energéticos que se han ido aprobando muestran la evolución que han ido teniendo las energías renovables en nuestro país.

El plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) de 1999 establecía un objetivo de crecimiento de las tecnologías renovables de forma que en 2010 las fuentes de energía renovable deberían cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria en España. Estos resultados no se alcanzaron y este plan fue sustituido por el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.

- **Plan de Energías Renovables 2005-2010 (4):**

Este plan fue aprobado por el Consejo de Ministros en agosto de 2005 y sustituyó al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010. Se elaboró con el propósito de reforzar la política energética garantizando la preocupación por reducir los daños al medioambiente así como la calidad y seguridad del suministro eléctrico del país. Además mostraba la solidaridad con los compromisos energéticos internacionales como el Protocolo de Kioto o el Plan Nacional de Asignación.

Tenía como objetivo alcanzar un consumo del 12% de energía renovables en el país, con un consumo bruto de electricidad del 30,3%.

Como resultado, en el año 2010 se alcanzó un consumo del 11,1% de la energía primaria cubierto por las energías renovables.

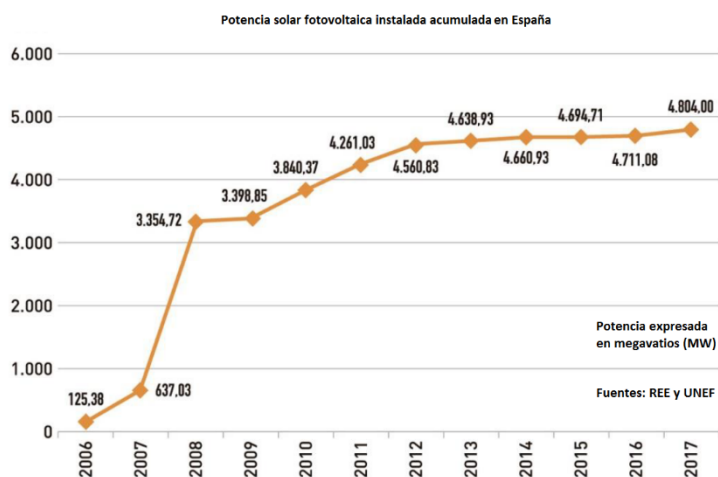


Figura 1. Potencia solar instalada acumulada en España. (5)

Como se puede observar en la Figura 1, la potencia solar fotovoltaica en España experimentó un gran crecimiento durante este plan energético. Esto se explica debido a las altas primas ofrecidas a este tipo de energía durante este periodo. Muchos inversores se sintieron atraídos por este sector al percibir una rentabilidad elevada fomentada por la generosa remuneración de esta energía.

- Plan de Energías Renovables 2011-2020 (6)
 Aprobado en noviembre de 2011 establecía unos objetivos de acuerdo con la Directiva de abril de 2009 del Parlamento Europeo.
 La principal finalidad del plan se trataba de alcanzar un consumo del 20% de energías renovables sobre el consumo bruto total de energías y España superó este porcentaje con un consumo del 21,2% de energías alternativas.
 En el año 2020, el volumen de energía solar fotovoltaica producido sobre la energía total generada en España era del 6,1% frente al 2,2% de 2010.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030) (7)
 El plan vigente en España va dirigido a la consecución a largo plazo del objetivo final en el año 2050 de alcanzar la neutralidad climática en el país con una disminución de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) del 90% y la consecución de un sistema eléctrico en su totalidad renovable.

A corto plazo, en esta década, se prevé reducir las emisiones de GEI un 23% respecto a 1990, conseguir un consumo del 42% de energías renovables sobre el consumo total de energías y un 39,5% de mejora de la eficiencia energética así como un 74 % de energía renovable en la generación eléctrica.

2.- MOTIVACIÓN

El proyecto se basa en el estudio de la creación de una planta solar de generación complementaria para el abastecimiento eléctrico de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). Si el proyecto es rentable, además de una reducción de gastos por el consumo energético se habrá implementado una energía renovable.

La EDAR estará conectada a una red eléctrica de 20 kV a través de un transformador 20000/400 V de 160 kVA. Este transformador dará tensión a un Cuadro General de distribución en BT. El transformador estará ubicado en caseta prefabricada a la entrada de la parcela de la EDAR. La energía generada por la Planta Solar será para autoconsumo, reduciendo el consumo en la conexión con la red eléctrica exterior y por tanto el coste de explotación de la EDAR.

3.- OBJETIVOS DEL PROYECTO

El principal objetivo del proyecto a desarrollar es el estudio técnico y el análisis económico de la instalación de una planta solar para la reducción del consumo eléctrico de una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR), proponiendo una alternativa sostenible implementando el uso de energías renovables, concretamente la solar fotovoltaica.

Los objetivos a cumplir del proyecto son:

- 1- Reducir el consumo eléctrico del funcionamiento de la EDAR empleando medios de autosuficiencia energética con fuentes renovables: el estudio determinará a largo plazo la rentabilidad de invertir en la creación de una planta solar para que la energía solar fotovoltaica abastezca energéticamente a la EDAR, limitando así el consumo eléctrico de la red.
- 2- Optimizar los recursos naturales y reducir las emisiones de CO₂ y de esta manera contribuir a crear una sociedad que desarrolla su actividad utilizando procesos más sostenibles: el proyecto apuesta por las energías renovables, concretamente la solar fotovoltaica. Estas energías no contribuyen negativamente al medioambiente ya que son energías no contaminantes.
- 3- Mejorar la Competitividad (Agenda de Lisboa), apostando por el progreso tecnológico y reduciendo la dependencia energética exterior: la construcción de la planta solar promovería el autoconsumo de la EDAR evitando su total dependencia de la electricidad proporcionada por la red eléctrica.

3.1.- ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) fueron diseñados en 2015 por la Asamblea General de Naciones Unidas y abogan por la prosperidad económica global, el fin de la pobreza y el compromiso con el medioambiente (8)

Este proyecto incluye algunos de estos objetivos:

- El objetivo 7: energía asequible y no contaminante. Este ODS se cumple en este proyecto puesto que uno de las principales finalidades del estudio es el uso de energías renovables para el abastecimiento eléctrico de la EDAR. La energía solar fotovoltaica es una energía renovable que utiliza directamente los recursos de la naturaleza para la producción energética sin generar ningún tipo de contaminación que pueda afectar al deterioro del medioambiente.
- El objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras. Este proyecto, al tratarse del estudio de la creación de una planta solar, promueve la industrialización sostenible al apostar por las energías renovables como fuente de alimentación energética de una EDAR, reduciendo así su consumo eléctrico de la red.
- El objetivo 13: acción por el clima. Mediante la creación de la estación fotovoltaica, se reduciría el consumo de energía cuya producción tiene efectos dañinos sobre el medioambiente y consecuentemente sobre el clima. El consumo de energía solar que se propone en el proyecto no emite gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen al deterioro de la capa de ozono, agravando la situación del cambio climático.



Figura 2. Objetivos de Desarrollo Sostenible.

4.- CONTEXTO DEL PROYECTO

El proyecto se basa en el análisis financiero para determinar la viabilidad de la instalación de una planta solar que parcialmente abastezca energéticamente una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR).

4.1.- ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)

Una Estación Depuradora de Aguas Residuales es una planta que como bien indica su nombre, se dedica a la depuración de aguas residuales. Las aguas provenientes de industrias o poblaciones cercanas llegan a la planta donde mediante distintos procesos se reduce su contaminación y posteriormente son devueltas a un cauce receptor (embalse, mar, río...).

El trabajo que se lleva a cabo en la instalación consiste en la depuración del agua, separándola de desperdicios, arenas, grasas y aceites flotantes al igual que se eliminan tanto materiales orgánicos como inorgánicos presentes en ella.

Son cuatro los procesos en los que se divide el funcionamiento de una EDAR (9)

Pretratamiento: con la llegada del agua a la instalación, se redirige hacia la zona de entrada equipada con rejillas de distintos tamaños que impiden el paso de objetos voluminosos. De esta forma se realiza una primera separación de materiales como telas o plásticos presentes en el gua, facilitando así la depuración de esta en las siguientes fases.

Procesamiento primario: el objetivo de este tratamiento es propiciar la sedimentación y la precipitación de los sólidos en suspensión. Para ello se hace uso de tratamientos físicos y químicos que además facilitan la eliminación de contaminantes volátiles, al igual que el desengrasado y el desaceitado de las aguas.

Procesamiento secundario: eliminan la materia orgánica presente en las aguas residuales. Son tratamientos biológicos que rebajan la materia orgánica con procesos aeróbicos, en presencia de oxígeno, o anaeróbicos los cuales oxidan la materia orgánica sin oxígeno.

Procesamiento terciario: este último paso consiste en la eliminación de metales pesados y elementos como fósforo o hidrógeno mediante procesos físicos, químicos y biológicos avanzados.

Dependiendo del uso que se le vaya a dar a esa agua posteriormente, la EDAR puede someter las aguas a grados de tratamiento mayor, pudiendo hacer que esas aguas lleguen a ser utilizadas bien en procesos industriales, en zonas en las que el agua es escasa o bien para limpieza de vías públicas.

Después de los tratamientos de las aguas, en la EDAR se obtienen fangos de los cuales se trata de recuperar componentes que pueden ser reutilizados en procesos como la gasificación y el compostaje. La separación de estos elementos del fango también se lleva a cabo por una cadena de procesos compuesta por el espesamiento, a fin de eliminar parte del agua de los lodos, la digestión, consiguiendo que la materia orgánica residual de los

lodos sea lo menos perjudicial para el medioambiente, la deshidratación, reduciendo casi en su totalidad la humedad de los fangos y el tratamiento terciario.

4.1.1.- LOCALIZACIÓN

La EDAR que se propone alimentar energéticamente en este proyecto depura las aguas residuales provenientes de dos municipios de la provincia de Cuenca: San Clemente y El Provencio.

Puesto que el núcleo mayor es el de San Clemente, la EDAR se encuentra en ese término municipal, localidad que se sitúa a 76 km al Sur de Cuenca y a 60 km al norte de Albacete.



Figura 3. Localización de la EDAR respecto de los municipios de El Provencio y San Clemente.

4.1.2.- TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PROXIMIDADES

La EDAR obtiene el suministro eléctrico mediante su conexión a la red eléctrica. Es necesario conocer su situación puesto que la energía obtenida a partir de la planta solar tendrá que ser conducida hacia ella.

Red Eléctrica Española (REE) permite conocer la situación y las tensiones de las líneas eléctricas de transporte en el territorio peninsular. En la zona de estudio del proyecto se observa la existencia de una línea aérea de media tensión que conecta los municipios de San Clemente y Villarrobledo.

Las líneas eléctricas de Media Tensión (MT) son aquellas cuya tensión nominal es superior a los 1000 V pudiendo alcanzar los 36 kV. También son conocidas como líneas de Alta Tensión (AT) de tercera categoría. Estas líneas son empleadas para la distribución

eléctrica en áreas o municipios distantes de núcleos urbanos, entornos rurales o zonas provinciales.

La línea aérea está compuesta por conductores elevados del suelo una determinada altura y que son suspendidos entre torres o postes que se distribuyen a lo largo de su trayectoria.

En la Figura 4 se muestra la conexión exterior realizada entre la EDAR y la red de MT existente la cual tiene una longitud de 0,39 km.

En rojo se determina la parcela adyacente a la EDAR que consta de un área total de 6182,94 m².

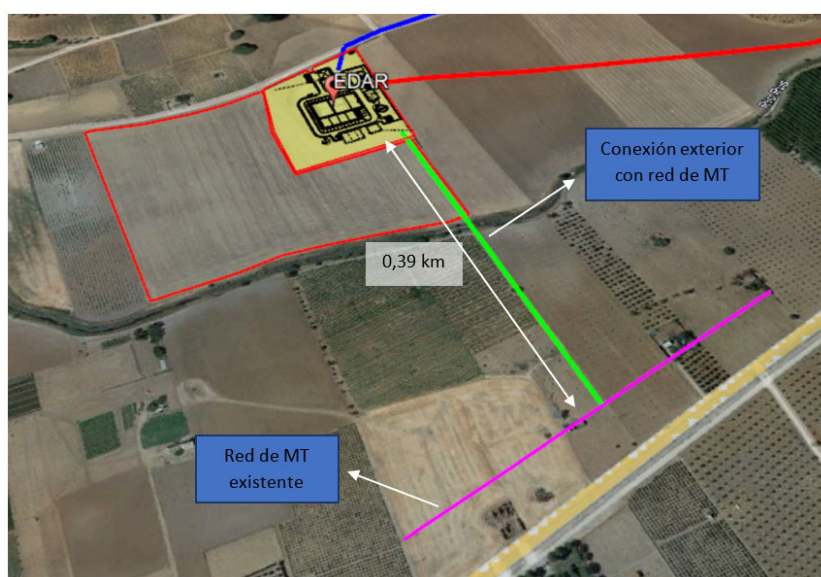


Figura 4. Conexión exterior de la EDAR con la red de MT.

4.1.3.- CONSUMO ELÉCTRICO ACTUAL DE LA EDAR

En los anexos se recogen los datos de funcionamiento de los distintos componentes de la EDAR, siendo el rotor de aireación su elemento con un mayor consumo eléctrico. La función del rotor de aireación consiste en la oxigenación del agua y degradación de la materia orgánica (10) y tiene un consumo equivalente a 504 kWh/día.

La suma del consumo eléctrico de la totalidad de los componentes de la EDAR proporciona un consumo eléctrico total de 836,58 kWh/día.

La EDAR funciona 24h diarias pero hay periodos de horas punta en los que tiene un funcionamiento mayor y consecuentemente un mayor consumo energético que en los periodos de horas valle. Esta diferenciación en el rendimiento de la EDAR se debe a la variación en el caudal de las aguas, ligado a la actividad de la población de la zona en la que se instala.

Las fluctuaciones de aguas residuales que son recibidas por la EDAR son similares a las curvas de consumo de agua de la población con un decalaje a consecuencia del transporte del agua hasta la instalación.

Consumo	VERANO	INVIERNO	ANUAL	F SEMANA
1	3,47%	3,08%	3,25%	3,88%
2	2,65%	2,39%	2,50%	2,91%
3	2,73%	1,79%	2,22%	2,59%
4	2,02%	1,89%	1,96%	2,21%
5	2,21%	1,99%	2,09%	2,35%
6	2,90%	2,19%	2,50%	2,74%
7	3,47%	3,48%	3,48%	3,65%
8	5,05%	5,17%	5,12%	4,81%
9	5,58%	5,77%	5,67%	4,93%
10	5,15%	5,37%	5,23%	4,68%
11	4,92%	5,77%	5,39%	5,15%
12	5,11%	5,57%	5,37%	5,25%
13	4,67%	5,17%	4,95%	4,85%
14	4,42%	4,47%	4,45%	4,33%
15	4,73%	4,37%	4,53%	4,56%
16	4,17%	4,57%	4,39%	4,36%
17	3,54%	3,98%	3,78%	3,71%
18	3,91%	4,08%	4,00%	3,85%
19	4,43%	4,77%	4,64%	4,44%
20	4,92%	4,87%	4,89%	4,78%
21	6,00%	5,57%	5,76%	5,63%
22	5,62%	5,37%	5,48%	5,47%
23	4,42%	4,57%	4,51%	4,75%
24	3,91%	3,78%	3,84%	4,12%

Tabla 1. Consumo horario de agua por la población.

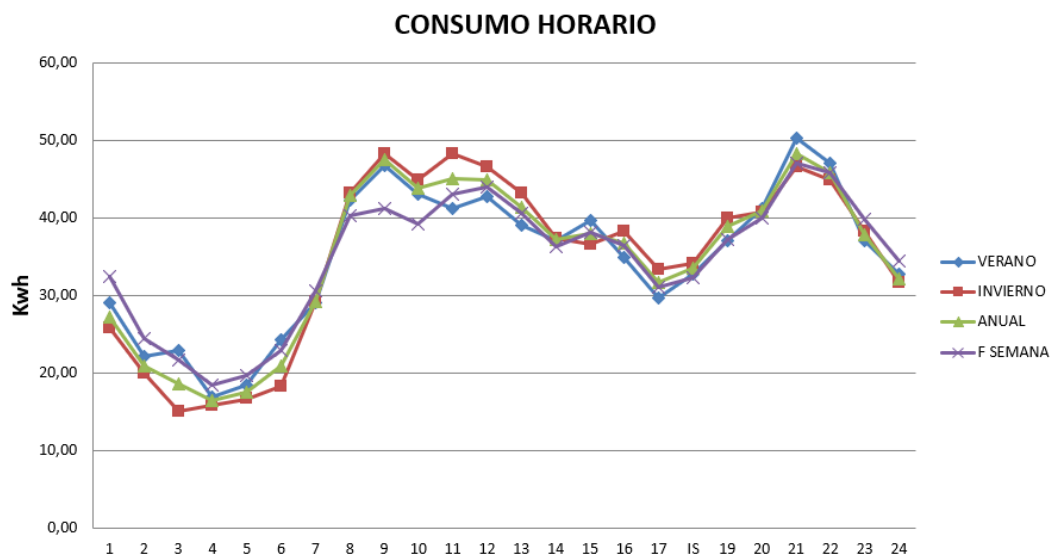


Figura 5. Consumo horario de agua por la población.

En la Figura 5 se recoge el porcentaje del consumo de agua diario total medio de una población a lo largo de un año y su variación según las estaciones de verano e invierno y fines de semana. Aplicando esos porcentajes al dato del consumo eléctrico de 837 kWh/día se obtiene la Figura 6 en la que se observa el periodo de horas punta en los rangos de 8h a 15h y de 19h a 22h con un total de 10h. El resto de horas comprenderían el periodo de horas valle con un total de 14h.

Con la discriminación horaria de estos dos periodos, el consumo energético de la EDAR se recoge en la Tabla 2.

CONSUMO ENERGÉTICO EDAR	
Consumo anual	305.352 Kwh/año
Consumo diario	837 Kwh/día
Consumo horario	34,86 kWh/h
Periodo horas punta	10 h/día
Periodo horas valle	14 h/día
Consumo anual horas punta	127.229,88 Kwh/año
Consumo anual horas valle	178.121,83 Kwh/año

Tabla 2. Consumo eléctrico de la EDAR. Elaboración propia.

4.2.- PROPUESTA DE MEJORA

La finalidad de este proyecto es conseguir abastecer la Estación Depuradora de Aguas Residuales a través de la energía obtenida por la creación de la planta solar que se diseñará a continuación. Una vez estudiado el consumo eléctrico de la EDAR, se diseñará la planta solar seleccionando sus respectivos componentes en base a este suministro energético que debe alcanzar. Posteriormente se valorará la rentabilidad de la propuesta determinando si es viable continuar con el proyecto o si, por lo contrario, no resulta beneficioso.

4.2.1.- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una energía renovable que hace uso de la radiación solar como materia prima para la obtención de energía. La radiación solar es recogida por células fotovoltaicas (11) que componen los paneles solares presentes en la instalación.

Fue el físico francés Alexandre-Edmon Becquerel a quien se le atribuye el descubrimiento de las células fotovoltaicas en 1839 fruto de sus estudios sobre el magnetismo, la electricidad y el espectro solar.

El principal componente de las células fotovoltaicas es un semiconductor, encargado de la absorción de la luz solar incidente en la célula. Cada fotón crea un hueco en el átomo al separar de él un electrón y este electrón tiende a colocarse en otro hueco de otro átomo.

Con el avance de los electrones de un lado a otro del material, se produce una diferencia de potencial que genera una tensión.

El elemento más común utilizado como semiconductor de las células fotovoltaicas es el silicio, hay diferentes tipos de células fotovoltaicas las formadas por silicio amorfo, forma no cristalina del silicio, las formadas por silicio policristalino, consistente en granos pequeños de silicio y las formadas por silicio monocristalino, consistente en un único cristal de silicio, siendo estas últimas las más comunes representando un 85% del mercado global.

El silicio presente en la cara superior de la célula se corresponde con silicio dopado de tipo n, lo que supone que una fracción de los átomos de silicio son sustituidos por un elemento con una valencia superior a él en la tabla periódica, lo que implica un mayor número de electrones en la capa de valencia. La cara inferior de la célula está formada por silicio dopado de tipo p, el cual, al contrario del de tipo n, sustituye una proporción de los átomos de silicio por un elemento con una valencia inferior. De esta forma se consigue una mayor presencia de electrones en la cara de silicio n y una mayor cantidad de huecos en los átomos de la cara de tipo p, propiciando la circulación de los electrones de una cara a otra.

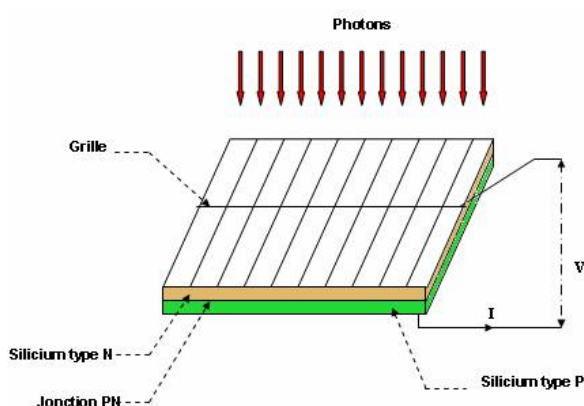


Figura 6. Esquema de una célula fotovoltaica.

La eficiencia de estas células fotovoltaicas, es decir, la cantidad de energía útil obtenida a partir de la radiación solar captada por la célula, se sitúa en torno al 29,1%. Actualmente estudios publicados en la revista Nature (12) por investigadores del MIT y Princeton concluyen que esta eficiencia podría elevarse a un 35% mediante el recubrimiento de las células de silicio con tetraceno consiguiendo la excitación de varios electrones en vez de un solo electrón como en las células fotovoltaicas convencionales.

Nuevas investigaciones se centran en el desarrollo de células fotovoltaicas que proporcionen una mayor eficiencia así como unos costes más económicos que el silicio, como puede ser la agrupación de elementos orgánicos e inorgánicos en la estructura de la perovskita, un mineral que se encuentra en abundancia y cuya estructura cristalina se acerca a la del diamante, además su extracción es sencilla y no genera emisiones (13). La eficiencia de estas células aún en desarrollo alcanza niveles del 31%.

La generación de este tipo de energía en España supuso en el año 2020 un 6,1% de la generación energética anual (14) de acuerdo a los datos de Red Eléctrica Española (REE).

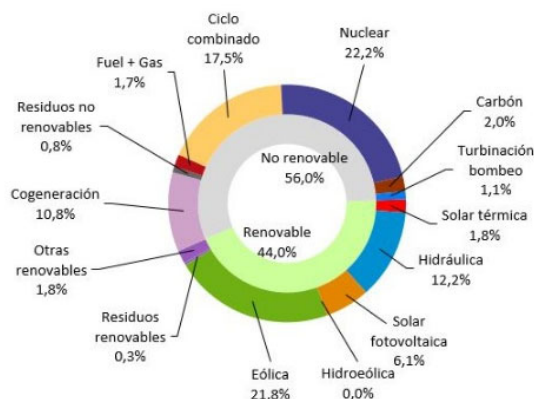


Figura 7. Estructura de la generación eléctrica Española actual. (2)

4.2.2.- EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA SOLAR

Al estudiar la creación de una planta solar es indispensable llevar a cabo un análisis de la radiación solar en la zona donde se propone su instalación puesto que esta será la materia prima para la generación de la energía solar fotovoltaica.

Con el objetivo de estudiar las condiciones solares del emplazamiento de la planta solar se ha hecho uso de un software de cálculo preciso llamado PVSyst.

PVSyst es un programa informático que facilita el desarrollo de plantas solares fotovoltaicas permitiendo realizar simulaciones y permite el acceso a bases de datos con información meteorológica de todas las zonas geográficas del planeta.

El dimensionamiento de la planta solar también es posible obtenerlo a partir de PVSyst, que teniendo en cuenta la información meteorológica y la localización seleccionada permite realizar un diseño en 3D al estudiar la proyección de sombras sobre el terreno analizando la trayectoria solar diaria.

Otra funcionalidad del software es la posibilidad de llevar a cabo un estudio económico debido a que incorpora información de los costes de los elementos que serán utilizados.

Tras introducir las coordenadas de la localización de la EDAR (39°23'15.73''N 2°27'18.24''O) se selecciona la base de datos de la cual se quiere obtener la información. En este caso se ha seleccionado la base de datos de Meteonorm 8, un software que suministra datos meteorológicos de todas las zonas geográficas del planeta como la temperatura, humedad o irradiación.

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento
	kWh/m ² /día	kWh/m ² /día	°C	m/s
Enero	2.13	0.89	4.9	3.20
Febrero	3.00	1.30	6.3	3.70
Marzo	4.44	1.61	9.7	3.80
Abril	5.71	2.01	12.5	3.60
Mayo	6.60	2.27	17.0	3.20
Junio	7.22	2.29	22.5	3.29
Julio	7.65	2.07	26.5	3.30
Agosto	6.86	1.76	25.9	3.20
Septiembre	5.33	1.58	20.4	2.90
Octubre	3.67	1.31	15.6	2.70
Noviembre	2.40	0.98	8.7	3.10
Diciembre	1.87	0.90	5.5	2.89
Año	4.75	1.58	14.6	3.2

Figura 8. Datos meteorológicos en la zona de localización de la EDAR.

Los valores recogidos en la Figura 8 proporcionan las medias diarias de cada mes del año de distintos datos meteorológicos. En la primera columna se puede apreciar la irradiación horizontal global (kWh/m²/día). La segunda columna indica la irradiación difusa horizontal (kWh/m²/día). La tercera representa la temperatura (°C) y la última la velocidad del viento (m/s).

La irradiación solar global equivale a la suma de la irradiación directa y la irradiación difusa. La irradiación directa es la que procede directamente del disco solar, mientras que la irradiación difusa es aquella que procede de la atmósfera debido a la dispersión parcial de la radiación solar en ella. Esta última representa en torno a un 15% de la irradiación global en días soleados, pero este porcentaje aumenta considerablemente en días nublados, en los cuales hay una disminución de la irradiación directa, pudiendo llegar a porcentajes del 50%.

Con la finalidad de obtener datos acerca de las horas de materia prima solar (input) que captará la planta solar y para conocer su magnitud, se importan los ciclos solares de la zona.

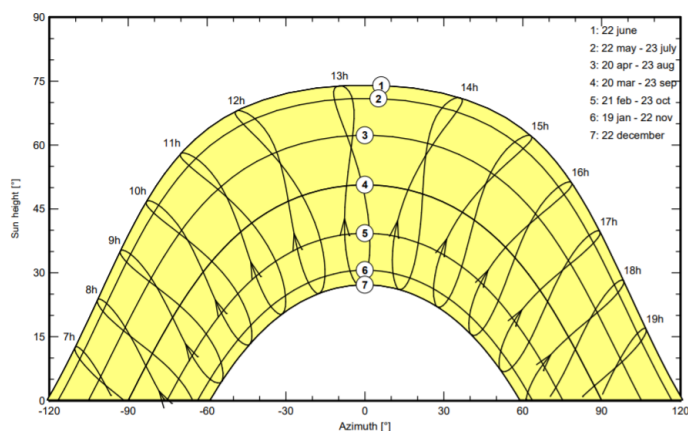


Figura 9. Trayectoria solar en la localización de la EDAR.

La Figura 9 representa la trayectoria solar en los diferentes meses del año y en ella se puede observar la altura del sol (eje X) y su inclinación respecto a la superficie (eje Y) permitiendo así conocer su posición horaria durante un día.

De esta forma se puede concluir que la mayor altura del Sol se alcanzará en el punto 1, el día 22 de junio entre las 13h y 14h y la menor altura está representada por el punto 7 y se dará el día 22 de diciembre.

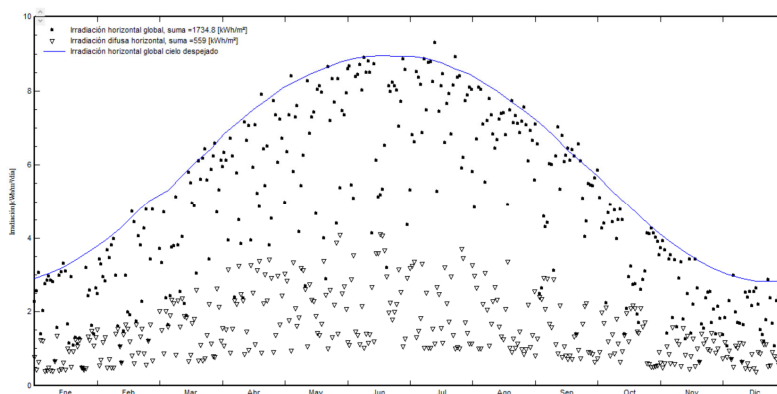


Figura 10. Irradiación solar global y difusa anual en la localización de la EDAR.

La línea azul en la Figura 10 representa la irradiación horizontal global con cielo despejado a lo largo de un año entero en el área seleccionada. La forma de la gráfica muestra una clara diferencia entre la irradiación en los meses de verano y los de invierno, alcanzando el máximo en el mes de junio y el mínimo en diciembre.

Los triángulos blancos presentes en la gráfica hacen referencia a la irradiación difusa por lo que se ve una mayor acumulación de los triángulos en los extremos inicial y final de la gráfica correspondientes a meses de invierno en los cuales esta irradiación tiene un mayor peso en la irradiación global debido a que se caracterizan por ser meses con cielos más nublados.

Al igual que se ha realizado antes un estudio anual de la trayectoria solar, mediante PVSyst es posible analizar la irradiación solar de un día concreto. A continuación se va a realizar una comparación entre los días 22 de junio y 22 de diciembre, que previamente han sido determinados como aquellos con una mayor y menor altura solar respectivamente.

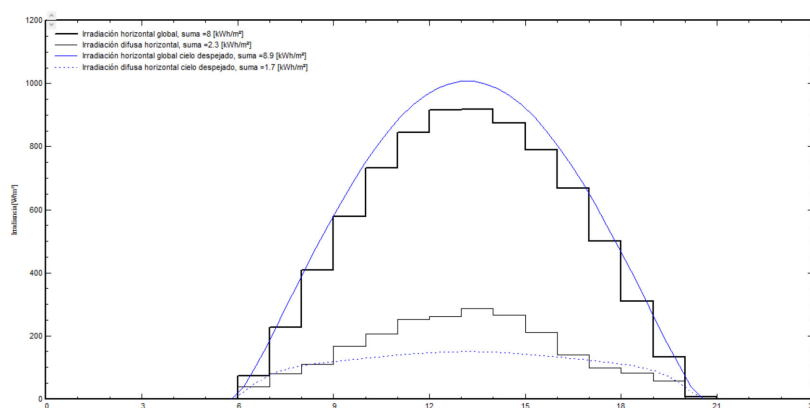


Figura 11. Irradiación solar en la localización de la EDAR el día 22 de junio.

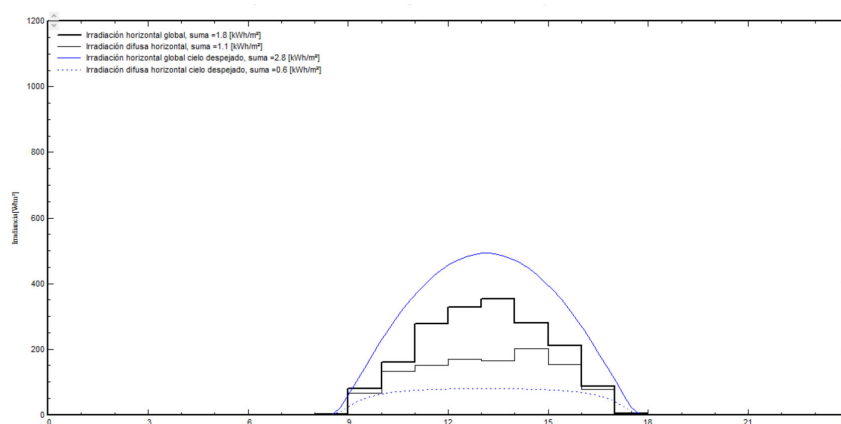


Figura 12. Irradiación solar en la localización de la EDAR el día 22 de diciembre.

Observando las horas con mayor irradiación de ambas gráficas se percibe claramente la diferencia de energía solar que llega a la superficie terrestre en ambos meses del año. El día 22 de junio alrededor de las 13h la irradiación solar global es de 900 W/m², mientras que el 22 de diciembre a la misma hora la irradiación global es de 350 W/m², aproximadamente un 60% menor.

También es visible la diferencia de horas diarias de irradiación solar, siendo en junio un total de 14 horas desde las 6h a las 20h y en diciembre un total de 8 horas de 9h a 17h.

Es necesario realizar un cálculo de la media de las horas de irradiación solar diarias para poder llevar a cabo una comparativa entre el consumo eléctrico de la EDAR en ese periodo de tiempo y el suministro eléctrico que se alcanzaría con la instalación de la planta solar en ese mismo periodo.

Para ello se ha recogido en la siguiente tabla la media de horas de irradiación en los 12 meses del año analizando las gráficas proporcionadas por PVSyst del mismo modo que se han obtenido la Figura 10 y Figura 11, representando la irradiación en los meses de junio y diciembre respectivamente.

MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
HORAS DIARIAS DE IRRADIACIÓN	8,5 h	9 h	9,5 h	10 h	12 h	14 h	14 h	12,5 h	11 h	9,5 h	8,5 h	8 h

Tabla 3. Media de horas diarias de irradiación en la localización de la EDAR. Elaboración propia.

Realizando una media aritmética de las horas diarias de irradiación cada mes del año se obtiene un resultado de 10,5h diarias de irradiación que será aproximado a 10h para mayor facilidad en los cálculos debido a que de ese periodo horario es necesario realizar una distinción entre el periodo de horas punta y valle.

Con las mismas gráficas utilizadas para determinar la media diaria de horas de irradiación, es posible visualizar que el periodo de horas punta se diferencia del valle por ser en el cual la irradiación solar global toma los mayores valores, correspondiendo al mediodía, mientras que el periodo de horas valle corresponde al amanecer y anochecer.

Tomando como ejemplo el mes de abril el cual en la Tabla 1 se ha determinado una media diaria de 10h, se puede observar la distinción de estos dos periodos.

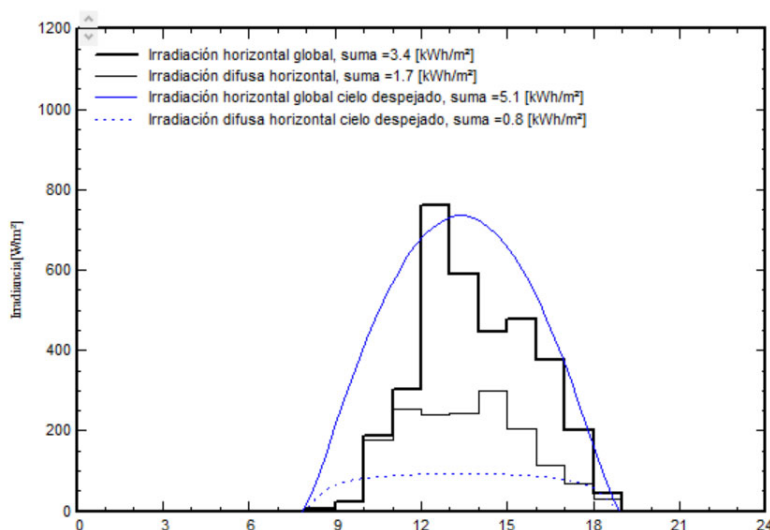


Figura 13. Irradiación solar en la localización de la EDAR día 4 de marzo.

Se ha seleccionado el día 4 de marzo en el que se aprecia la existencia de 10h de irradiación de 9h a 19h. En este caso el periodo de horas punta sería de aproximadamente 6,5h desde las 10:30h a las 17h y el periodo de horas valle estaría comprendido por los tramos horarios de 9h a 10:30h y de 17h a 19h con un total de 3,5h.

Para el estudio del proyecto se tomará como referencia la media diaria de 10h de irradiación solar, de las cuales se decide un periodo de horas punta equivalente al del ejemplo anterior resultando en un total de 6,5h comprendidas entre las 10:30h y las 17h.

4.2.3.- CÁLCULO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA PLANTA SOLAR

Este periodo horario es aquel en el que la planta solar podría abastecer energéticamente a la EDAR por lo que será necesario realizar una comparación con el consumo eléctrico de la EDAR en ese mismo tramo horario.

En la Tabla 2 se recoge el consumo total de la EDAR en horas punta de funcionamiento, pero este tramo de 10h comprendido entre las 8h y las 15h y de 19h a 22h no coincide con el tramo que se ha definido de 6,5h de horas punta de irradiación solar comprendido entre las 10:30 y las 17h.

Es necesario por tanto estudiar la Figura 5, cuya gráfica muestra el consumo horario de agua por la población, lo que determinará el horario de funcionamiento de la Estación Depuradora de Aguas Residuales.

Hora	kWh
10:30h	43,75
11:30	45,09
12:30	44,93
13:30	41,41
14:30	37,23
15:30	37,90
16:30	36,73
17:30	31,62
	318,66

Tabla 4. Consumo EDAR comprendido entre las 10:30h y las 17:30h. Elaboración propia.

A partir de este gráfico se extrae el consumo eléctrico de la EDAR entre las 10:30h y las 17h resultando en un total de 318,66kWh diarios, que extrapolados al funcionamiento anual de la EDAR:

$$\frac{318,66 \text{ kWh}}{\text{día}} * 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 116310,9 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Ecuación 1. Consumo eléctrico anual de la EDAR entre las 10:30h y las 17h.

Esta cantidad representa un 38,09% del consumo energético total de la EDAR y será la demanda a aportar por la planta solar, mientras que el 61,9% de la energía restante tendrá que ser suministrado por la red eléctrica.

4.3.- NORMATIVA

La apuesta por las energías limpias ha llevado al desarrollo y actualización de las normativas a seguir para favorecer la construcción de instalaciones fotovoltaicas.

Las normativas (15) dependen del tipo de sistema fotovoltaico, los cuales se clasifican en sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), centrales fotovoltaicas (CFV) y sistemas de autoconsumo (SFCA).

- **Sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA):** utilizados para abastecer zonas con difícil acceso a la red eléctrica. Además del suministro eléctrico durante el día, también se almacena la energía en acumuladores o baterías para suministrar la electricidad en horas donde no hay luz.
- **Centrales fotovoltaicas (CFV):** se trata de plantas solares cuya principal función no es abastecer una instalación cercana, si no directamente inyectar energía a la red eléctrica.
- **Sistemas de autoconsumo (SFCA):** son aquellos cuya principal función es suministrar la energía eléctrica a una instalación cercana o directamente conectada al sistema solar.

En el caso de este proyecto se está diseñando un sistema de autoconsumo y la instalación a la que el sistema está conectado es la Estación Depuradora de Aguas Residuales.

La normativa actual tiene como precedente el RD 900/2015 el cual incorporó el denominado impuesto al sol el cual debía ser pagado por instalaciones de potencia mayor de 10kW las cuales estaban conectadas a la red de distribución y tenían un contrato de suministro con una compañía eléctrica. Este impuesto suponía un inconveniente para el desarrollo de la energía solar y el decreto fue reemplazado por el RDL 15/2018 y posteriormente, el 5 de abril de 2019 el gobierno aprobó el Real Decreto 244/2019 que es el utilizado en la actualidad.

Esta normativa hace dos distinciones:

- **Autoconsumo sin excedentes:** son los sistemas de autoconsumo que no vierten los excedentes generados a la red eléctrica.
- **Autoconsumo con excedentes:** estos sistemas vierten a la red el excedente de energía eléctrica. Se pueden dar dos casos:
 - **Autoconsumo con excedentes con compensación:** según los excedentes que hayan sido inyectados a la red, al finalizar cada ciclo de facturación la comercializadora compensa por esa energía.

Los requisitos que se han de cumplir para optar a esta compensación son los siguientes:

REQUISITOS PARA LA COMPENSACIÓN POR EXCEDENTES

Fuente de energía renovable
Potencia de instalación inferior a 100kW
Consumidor con un único contrato de suministro con comercializadora
Consumidor y suministrador deben haber firmado un contrato de compensación
Sólo será compensada la energía no consumida (excedentes)

Tabla 5. Requisitos para la compensación por excedentes. Elaboración propia.

- Autoconsumo con excedentes sin compensación: no reciben compensación por inyectar a la red los excedentes de energía debido a que no cumplen los requisitos necesarios para recibir dicha compensación.

Puesto que la instalación fotovoltaica diseñada en este proyecto está conectada a la EDAR se trataría de un sistema de autoconsumo sin excedentes.

5.- DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

Los factores que afectan a la determinación del número de paneles solares a instalar son la cantidad de irradiación solar en el emplazamiento de la planta fotovoltaica y el área disponible en la parcela contigua a la EDAR, que como se puede observar en la Figura 15 consta de 60183 m².



Figura 14. Área de la parcela adyacente a la EDAR.

Previamente se ha mostrado la proporción del consumo anual total de la EDAR que será suministrado por la planta solar, equivalente a 116310,9 kWh/año.

Para obtener la potencia de los módulos fotovoltaicos será necesario dividir este consumo entre las Horas Solares Pico (HSP) que determinan la cantidad de energía irradiada en una superficie equivalente a un metro cuadrado (16)

5.1.- POTENCIA NOMINAL DE LA INSTALACIÓN

Con el fin de calcular las HSP en la localización seleccionada para la construcción de la planta fotovoltaica, es necesario analizar los datos de irradiancia obtenidos en el apartado 4.2.2.

El estudio se realizará para los meses más desfavorables, es decir, aquellos con menor irradiación. Se analizará la energía en MJ que incide sobre un metro cuadrado en un día medio de diciembre o enero al ser los más desfavorables a lo largo del año.

Las tablas de datos de ambos meses en MJ/m²/día se han obtenido mediante el programa PVsyst.

	ENERO	DICIEMBRE
Media MJ/m ² /día	7,6	8,87

Tabla 6. Energía/m² día medio de enero y diciembre. Elaboración propia.

Se tomará el dato del mes de enero al ser el más desfavorable de los dos.

A este dato obtenido es necesario aplicarle un factor de corrección en función del clima presente en la zona. Se multiplicará por un factor de 0,95 en caso de ser un lugar al que afecten factores como la contaminación, niebla o calima. Por el contrario, se multiplicará por 1,05 en caso de encontrarse situado en un lugar alejado de la población con un clima limpio como es el caso de la zona seleccionada para la construcción de la planta solar.

$$\frac{7,6 \frac{MJ}{m^2}}{día} * 1,05 = \frac{7,98 \frac{MJ}{m^2}}{día}$$

Ecuación 2. Aplicación factor de corrección por tipo de clima.

El siguiente paso es multiplicar los 7,98 MJ/m²/día por un factor K que depende de la latitud de la localización y el mes para el que se está realizando el cálculo. Este factor es el cociente entre la energía incidente diaria sobre una superficie inclinada un determinado ángulo con respecto al Ecuador y otra superficie horizontal.

En este caso la latitud es $39,38^\circ$, el mes es enero y teniendo en cuenta una inclinación de 35° para los módulos fotovoltaicos como se determinará más adelante, haciendo uso de la tabla de corrección K para superficies inclinadas incluida en los anexos del proyecto se determina un factor $K=1,35$.

$$\frac{7,98 \frac{MJ}{m^2}}{día} * 1,35 = \frac{10,773 \frac{MJ}{m^2}}{día}$$

Ecuación 3. Aplicación factor de corrección por orientación e inclinación de módulos.

Las HSP representan el número de horas en las que se obtendrá una irradiancia equivalente a $1000W/m^2$ por lo que debemos transformar nuestro dato que se encuentra expresado en MJ/m^2 .

$$HSP = \frac{10,773 \frac{MJ}{m^2}}{día} * \frac{10^6 J}{1 MJ} * \frac{1 W}{3600 J} * \frac{1}{1000 W} = 2,99 \approx \frac{3 HSP}{día} = \frac{1095 HSP}{año}$$

Ecuación 4. Horas solares pico anuales en localización de la EDAR.

Ahora, con las HSP y con el consumo anual de la EDAR a suministrar por la planta solar, es posible calcular la potencia que la instalación es capaz de abastecer, lo que será su potencia nominal:

$$P = \frac{\text{Energía consumida}}{HSP} = \frac{116310,9 kWh/año}{1095 HSP} = 106,22 kW$$

Ecuación 5. Potencia nominal de la instalación fotovoltaica.

Una vez obtenida la potencia nominal de la instalación será posible llevar a cabo el dimensionamiento de la planta solar determinando su área y las características de sus componentes como la potencia de los módulos fotovoltaicos.

5.2.- ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS

La orientación de los paneles solares está determinada por la inclinación y por el azimut.

La inclinación está relacionada con la latitud de la zona de instalación.

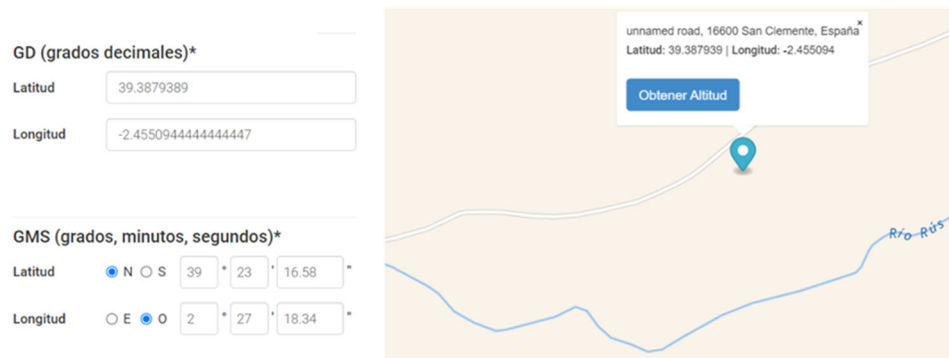


Figura 16. Coordenadas, latitud y longitud de la localización de la planta solar.

La latitud es de $39,38^\circ$ por lo que se parte de ese dato para seleccionar la orientación óptima de los paneles (17). Además para conseguir una inclinación óptima es necesario restar 10° a la latitud resultando en una inclinación de 30° .

El azimut es el ángulo que determina la dirección de la brújula de la cual proviene la radiación solar. Este ángulo toma como referencia el norte y seleccionamos 0° para orientar el panel solar hacia el sur ya que la irradiación solar en este caso es perpendicular a los paneles y de esta forma se obtiene su máxima eficiencia.

Usando el programa PVSyst, podemos introducir las coordenadas de la localización de la planta solar y definir distintas posibilidades de ángulos de inclinación de los paneles.

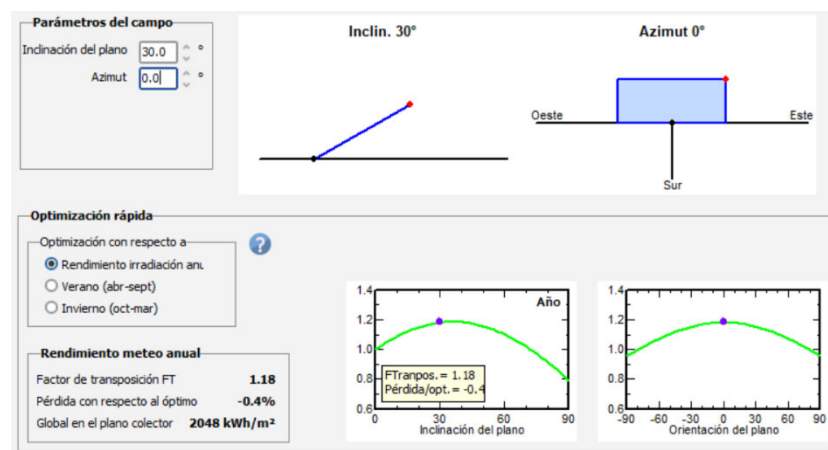


Figura 17. Orientación de los módulos con inclinación de 30° .

Al seleccionar un azimut de 0° se observa en el gráfico inferior derecho de la Figura 17 como la orientación del plano es la óptima. Sin embargo, en el gráfico situado a la izquierda que muestra la inclinación del plano, se observa que la selección de los 30° no alcanza el máximo en la curva representada representando unas pérdidas respecto a la inclinación óptima de 0,4%.

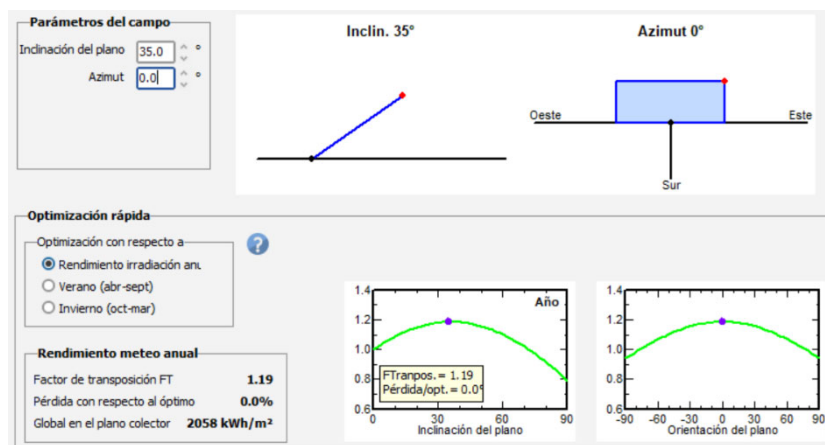


Figura 18. Orientación de los módulos con inclinación de 35°.

Al incrementar 5° la inclinación de los paneles solares, se puede observar como las pérdidas respecto al rendimiento óptimo son nulas, por lo que se seleccionará la inclinación de 35° para los módulos.

El Factor de Transposición (FT) se trata del cociente entre la radiación incidente en el plano y la radiación horizontal, es decir, el factor de ganancia de energía al inclinar el panel. Se observa que el FT aumenta con la simulación de la Figura 18 (35° de inclinación) respecto a la Figura 17 (30° de inclinación).

También se aprecia un incremento de casi un 0,5% en la energía del plano colector al pasar de 2048kWh/m² a 2058kWh/m².

5.3.- SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Una vez definida la orientación óptima de los paneles es necesario analizar los distintos tipos de módulos que se pueden emplear para llevar a cabo un balance entre la eficacia de los mismos y el coste para determinar cuál es la opción más rentable para el proyecto.

Se va a realizar una comparación entre la instalación de paneles solares fijos y seguidores solares.

Los *trackers* o seguidores solares (18), están compuestos por un mecanismo que favorece la orientación óptima del panel a lo largo del recorrido solar diario maximizando la captación de energía al mantener un ángulo de incidencia de 90 grados entre la superficie del módulo y los rayos solares.

Es por esto que con respecto a los paneles solares fijos tienen una mayor eficiencia y por tanto aportan una mayor rentabilidad a la planta solar. La principal desventaja de este tipo de módulos fotovoltaicos es su elevado coste debido al mecanismo de movimiento, además requieren un mayor mantenimiento al contar con más complejas y mayor número de partes tecnológicas que los paneles fijos. El peso de la estructura de los seguidores

solares también supone una limitación en su emplazamiento ya que en el caso de situarlos sobre tejados, esta característica puede dificultar su instalación.

Debido a que hay espacio suficiente en el terreno próximo a la EDAR para construir la planta fotovoltaica, será posible separar los paneles solares de forma que las sombras no afecten a su eficiencia, por ello se decidirá instalar paneles solares fijos que como ya se ha explicado, tendrán una menor influencia en el coste total del proyecto que la que tendrían los seguidores solares.

5.3.1.- SELECCIÓN DEL MODELO DE PANEL SOLAR A UTILIZAR

Hay una gran oferta de módulos fotovoltaicos en el mercado y podemos acceder a sus propiedades a través de la base de datos de PVSyst. Las principales características a comparar serán el precio, la eficiencia y el coeficiente de temperatura que será el que determine las pérdidas durante el cálculo del coeficiente de rendimiento.

A continuación, en la siguiente tabla se realiza una comparativa entre distintos tipos de módulos fotovoltaicos atendiendo a sus características para determinar cuál es la mejor opción a elegir en el proyecto.

Los datos recogidos en la tabla provienen de sus respectivas fichas técnicas y de la base de datos del programa PVSyst.

Los datos eléctricos presentes en la tabla son los correspondientes a las *Standard Test Conditions* (STC) (19), un conjunto de condiciones estipuladas entre los fabricantes para que los módulos solares puedan ser fácilmente clasificados y comparados entre ellos. Las condiciones de medida de las características de los paneles solares según STC son las siguientes:

- Irradiancia: 1000 W/m².
- Temperatura de las celdas: 25°C.
- Masa de aire: AM 1,5.

En la Tabla 7 se puede observar cómo los coeficientes de temperatura son similares entre todos los modelos. Si la diferencia entre ellos fuera notable, se debería seleccionar aquel con valor más bajo. Esto se debe a que la temperatura de operación de las células solares es superior a la temperatura en el exterior del panel solar, la cual se encuentra aproximadamente 25°C por debajo.

La fórmula que permite determinar la temperatura de operación de las células del panel es la siguiente:

$$T_{op} = T_{amb} + G * \frac{T_{nom} - 20}{800}$$

Ecuación 6. Temperatura de operación de las células fotovoltaicas.

Siendo las variables presentes en la ecuación:

- T_{op} : temperatura de operación de la célula (°C).
- T_{amb} : temperatura ambiente (°C).
- T_{nom} : temperatura de operación nominal de la célula (°C).
- G : irradiancia (W/m^2).

Como ejemplo se usarán datos correspondientes a un día y una hora cualquiera del año, como puede ser el 1 de septiembre a las 12h.

En la Figura 19 se muestra el gráfico obtenido con PVSyst que representa la irradiancia de ese día.

Por otra parte, en la Figura 20 se obtiene el gráfico que determina la temperatura ambiente de ese mismo día por horas.

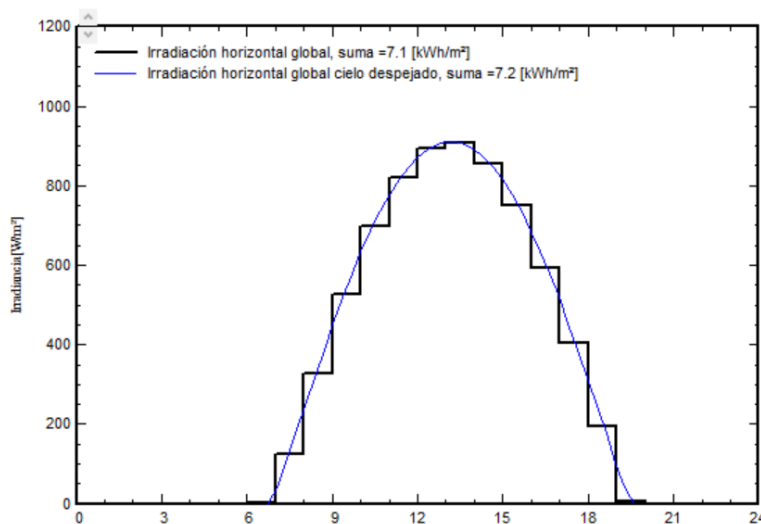


Figura 19. Irradiación solar en la localización de la EDAR día 1 de septiembre.

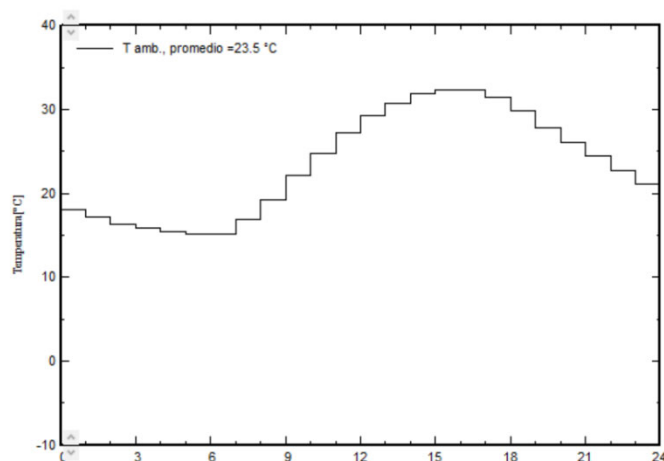


Figura 20. Temperatura ambiente en la localización de la EDAR día 1 de septiembre.

La información proporcionada por ambas gráficas concluye que el día 1 de septiembre a las 12h la irradiancia es de 900 W/m^2 y la temperatura ambiente de 29°C .

Como temperatura de operación nominal de la célula se usarán 44°C ya que en la Tabla 7 los datos de todos los modelos se acercan a este valor.

$$T_{op} = 29 + 900 * \frac{44 - 20}{800} = 56^\circ\text{C}$$

Ecuación 6. Temperatura de operación de las células fotovoltaicas.

Las STC marcan una temperatura de las células de 25°C por lo que la temperatura de operación de las células solares en este ejemplo se encuentra 31°C por encima.

Es en este punto cuando el coeficiente de temperatura entra en juego, pudiendo calcular la caída de tensión del módulo solar multiplicando estos 31°C por el coeficiente de temperatura de tensión ($\text{mV}/^\circ\text{C}$).

Como ejemplo se utilizará el coeficiente de temperatura del modelo RSM-150-8-480-M del fabricante Risen Solar correspondiente a $-158 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

$$31^\circ\text{C} * \left(-158 \frac{\text{mV}}{^\circ\text{C}}\right) = -4898 \text{ mV} = -4,898 \text{ V}$$

Ecuación 7. Aplicación del coeficiente de temperatura de tensión.

De forma que teniendo en cuenta la tensión en circuito abierto de este modelo (V_{oc}) de $50,7\text{V}$, se concluye que con una temperatura ambiente de 31°C la V_{oc} de la placa será $50,7 - 4,89 = 45,81\text{V}$.

Tras analizar este ejemplo se observa que la temperatura de trabajo de la célula afecta a la tensión de salida del panel, debido a que esta se reduce con una mayor temperatura ambiente y aumenta en el caso contrario.

Puesto que como se ha explicado anteriormente, el coeficiente de temperaturas no será determinante para llevar a cabo la selección de los paneles solares a emplear por su similitud entre los modelos habrá que atender al precio y la eficiencia, la cual se mueve en un rango de diferencia de aproximadamente un 3% entre los modelos a comparar.

El **modelo LR5-72 HPH 545 M de Longi Solar** es aquel con mayor potencia nominal (545Wp) y mayor eficiencia (23,6%) pero a su vez es aquel con el precio más alto, aproximadamente 50€ por encima del resto de precios, por lo que queda descartado.

Al comparar los dos paneles con potencia nominal de 500Wp correspondientes con los **modelos TSM-DE18M-(II)-500 y RSM-150-8-500-M de Trina Solar y Risen Solar** respectivamente se observa como el segundo tiene una eficiencia un 1,8% superior al de Trina Solar y además el precio es inferior por lo que entre estos dos módulos se seleccionaría el **RSM-150-8-500-M de Risen Solar**.

Ahora se compara este con los restantes que tienen potencias nominales inferiores. El **modelo RSM-150-8-480-M** de 480Wp es aquel cuya eficiencia más se acerca al anterior panel de 500Wp, siendo tan solo un 0,9% inferior. En cuanto al precio, el del panel de 480Wp es de 198€ mientras que el de 500Wp es de 216€.

Debido a que la diferencia entre la eficiencia de ambos paneles no es muy grande y puesto que el panel de 480Wp es más asequible económicamente, se seleccionará el uso de este panel de **Risen Solar modelo RSM-150-8-480-M**.

FABRICANTE	MODELO	P _{NOM} (Wp)	V _{MÁX} (V)	I _{MÁX} (A)	Tensión en circuito abierto	Corriente de cortocircuito	Temperatura de operación nominal	Coeficientes de temperatura			Eficiencia	Precio
					V _{oc} (V)	I _{sc} (A)		C.T. a P _{MÁX}	C.T. a V _{MÁX}	C.T. a I _{MÁX}		
Risen Solar	RSM-156-6-440-M	440	43,8	10,06	52,6	10,67	44°C ± 2°C	-0,37 %/°C	-163 mV/°C	5,3 mA/°C	20,30%	190 €
Risen Solar	RSM-150-8-480-M	480	42	11,44	50,7	12,1	44°C ± 2°C	-0,37 %/°C	-158 mV/°C	6,1 mA/°C	21,80%	198 €
Trina Solar	TSM-DE18M-(II)-490	490	42,4	11,56	51,3	12,14	43°C ± 2°C	-0,36 %/°C	-152 mV/°C	4,9 mA/°C	20,50%	203,00 €
Trina Solar	TSM-DE18M-(II)-500	500	42,8	11,69	51,7	12,28	43°C ± 2°C	-0,36 %/°C	-153 mV/°C	4,9 mA/°C	20,90%	224 €
Risen Solar	RSM-150-8-500-M	500	42,45	11,8	51	12,5	44°C ± 2°C	-0,37 %/°C	-159 mV/°C	6,3 mA/°C	22,70%	216 €
Longi Solar	LR5-72 HPH 545 M	545	41,2	12,75	50,3	13,92	45°C ± 2°C	-0,35 %/°C	-144 mV/°C	6,7 mA/°C	23,60%	249 €

Tabla 7. Comparación de distintos modelos de módulos fotovoltaicos. Elaboración propia.

5.4.- CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El rendimiento permite determinar la calidad de la instalación fotovoltaica y es el cociente entre el rendimiento real de la planta y el rendimiento nominal de la misma. Un rendimiento del 100% es imposible de alcanzar debido a las pérdidas.

En este apartado se lleva a cabo el cálculo del rendimiento ya que posteriormente este será utilizado en la siguiente ecuación para la obtención de la potencia pico de la instalación.

$$P_{\text{pico instalación}} = \frac{P_{\text{cons}}}{HSP_{\text{crít}} * \eta}$$

Ecuación 8. Potencia pico de la instalación.

Las pérdidas a tener en cuenta en este apartado con el fin de determinar el rendimiento (η) de la planta solar se recogen en la Tabla 8.

PÉRDIDAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL RENDIMIENTO (η)

- Pérdidas por cableado
- Pérdidas por degradación de los módulos
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas por presencia de suciedad o *soiling*
- Pérdidas por sombras
- Pérdidas por orientación e inclinación de los paneles
- Pérdidas del inversor de red

Tabla 8. Pérdidas a evaluar para determinar el rendimiento global de la instalación. Elaboración propia.

5.4.1.- PÉRDIDAS POR CABLEADO

En el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) la instrucción técnica 40 determina que el dimensionamiento de los cables empleados en la instalación debe tener en cuenta al menos una intensidad equivalente al 125% de la intensidad nominal del generador. En una instalación como la de este proyecto, puesta a red, se distinguen dos tramos de cableado. El primero es aquel que va desde los paneles al inversor de red y el segundo abarca desde el inversor hasta el punto de conexión a la red. En ambos tramos se requiere una máxima caída de tensión del 1,5%.

Por otra parte, en el conexionado de la instalación es importante tener en cuenta las denominadas pérdidas por *mismatch*. Estas pérdidas provienen de la conexión de varios

paneles fotovoltaicos con distintas potencias. Aunque todos los paneles seleccionados son de 480Wp, la degradación de las células o las imperfecciones en los procesos de fabricación provocan pequeñas diferencias entre las potencias de salida de los módulos.

Estas pérdidas debidas al conexionado pueden alcanzar hasta un 5%. El modelo seleccionado tiene una tolerancia de la potencia de salida del 3% por lo que se utilizará este dato.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se concluyen un porcentaje total de pérdidas por cableado equivalente a $1,5 + 3 = 4,5\%$.

5.4.2.- PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN DE LOS MÓDULOS

La degradación de los módulos es el proceso de desgaste de las células de los paneles a lo largo de los años, de modo que a medida que pasen los años, el deterioro de las células reducirá el rendimiento del panel.

Hay varios efectos que causan la degradación de las células fotovoltaicas:

- Efecto LID (20): se trata de la degradación inducida por la luz debido a las impurezas presentes en las células generadas durante su fabricación. La reacción del boro con otros elementos presentes en ellas como el oxígeno o el cobre son la principal causa de este problema. El efecto LID produce una disminución de hasta el 10% de la potencia generada por los paneles.
- Efecto PID (21): la degradación por potencial inducido se produce por las diferencias de potencial entre las células fotovoltaicas y el resto de componentes del panel, lo cual produce corrientes de fuga debido a la pérdida de electrones. Este efecto tiene mayor peso en instalaciones que no cuentan con transformador puesto que al no tener los *strings* puestos a tierra, el polo negativo podrá alcanzar tensiones negativas.

El porcentaje total de pérdidas por deterioro de las células solares está estipulado en un 20% en 25 años por lo que anualmente se puede fijar en un 1%.

5.4.3.- PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Como se explicó en el apartado 5.3.1, la temperatura de operación de las células es un condicionante en la tensión final producida por los paneles solares de forma que en los meses más cálidos, la alta temperatura ambiente implicará una alta temperatura de operación y una menor tensión de salida de los módulos. Esto se traduce en una disminución del rendimiento de los paneles en estos meses, mientras que en las épocas del año más frías, el rendimiento de los paneles aumenta puesto que la temperatura de operación de las células es menor y, por tanto, la tensión de salida de los módulos aumenta respecto al caso anterior.

En el ejemplo de ese mismo apartado (5.3.1) se calcula la caída de tensión de un día aleatorio, el 1 de septiembre y se observa que esta es de 4,898 V, la cual frente a la tensión en circuito abierto del panel ($V_{oc} = 50,7 \text{ V}$), representa una tensión total de 45,81 V lo que implica un rendimiento del panel del 90,36 %.

En la Tabla 9 se realiza este mismo cálculo teniendo en cuenta datos medios de cada mes del año para posteriormente realizar una ponderación total del rendimiento a lo largo de un año y se obtiene un rendimiento global de 96,84% por lo que sustrayendo este valor de un rendimiento ideal del 100% se obtiene el porcentaje de pérdidas por temperaturas resultando de un 3,16%.

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Tamb (C°)	10	7	10	11	25	21	26	29	23	11	10	6
G (W/m2)	475	425	700	435	815	787	821	647	800	310	512	346
Voc (V)	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7	50,7
Vcaída (V)	0,12	0,83	-0,95	0,15	-3,86	-3,10	-4,05	-3,70	-3,48	0,74	-0,06	1,36
Vsalida (V)	50,82	51,53	49,75	50,85	46,84	47,60	46,65	47,00	47,22	51,44	50,64	52,06
η (%)	100	100	98,13	100	92,38	93,88	92,01	92,7	93,14	100	99,88	100
η medio (%)	96,84											

Tabla 9. Cálculo del rendimiento medio debido a la temperatura. Elaboración propia.

5.4.4.- PÉRDIDAS POR PRESENCIA DE SUCIEDAD O SOILING

Las pérdidas por suciedad o acumulación de polvo tienen como consecuencia la disminución de la potencia generada por el panel. Por otra parte, la suciedad localizada provoca pérdidas por aparición de puntos calientes y contribuyen al aumento de las pérdidas por *mismatch* explicadas anteriormente.

La suciedad de los módulos fotovoltaicos se elimina mediante la limpieza manual de los mismos llevada a cabo en el mantenimiento de la instalación fotovoltaica. Las precipitaciones también colaboran con la eliminación de la suciedad pero deben ser de al menos 10mm para que tengan este efecto, de lo contrario, con lluvias de menor intensidad, la acumulación de suciedad sobre los paneles puede aumentar.

Las pérdidas por presencia de suciedad pueden llegar hasta valores del 5% por lo que se seleccionará un valor de 2,5%.

5.4.5.- PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Las pérdidas por sombras son determinantes en instalaciones construidas en entornos donde la presencia de otras construcciones impiden que los paneles capten irradiación solar directa en todo momento del día quedando un determinado número de horas a la sombra.

También son de relevancia en plantas solares en las cuales hay dificultades para instalar soportes que eleven los módulos fotovoltaicos para evitar que se produzcan sombras entre ellos.

En el caso este proyecto, no hay edificios ni construcciones en las inmediaciones de la planta solar y el terreno es amplio para llevar a cabo una buena distribución de los paneles evitando las sombras. Se selecciona un 1,5% de pérdidas por sombras.

5.4.6.- PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Las pérdidas por la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos dependerán del ángulo de inclinación ($\beta=35^\circ$) y del azimut ($\alpha=0^\circ$) seleccionados en el apartado 5.2.

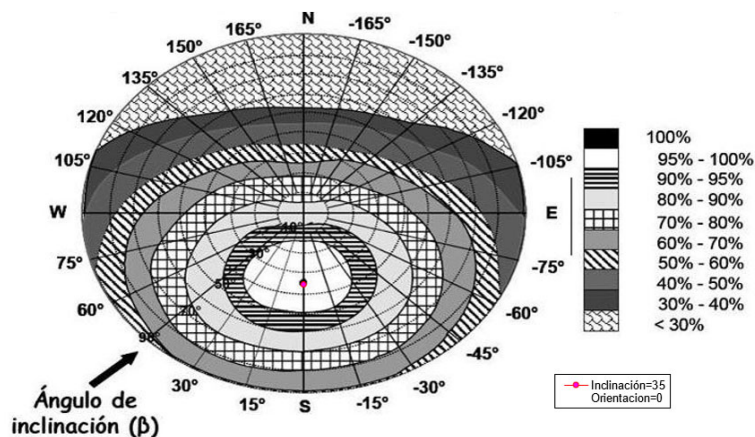


Figura 21. Determinación del rendimiento de los módulos según su inclinación y orientación.

Observando la Figura 21 se determina que el rendimiento de los módulos en las condiciones de orientación e inclinación seleccionadas será de entre un 95% y un 100%.

Este rango de pérdidas del 5% se puede acotar aún más mediante la Ecuación 9.

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * (1,2 * 10^{-4} * (\beta - N + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * \alpha^2)$$

Ecuación 9. Porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación de los módulos.

- β : Ángulo de inclinación de los paneles solares (35°).
- N : Latitud de la zona de instalación ($39,38^\circ$).
- α : Ángulo de azimut (0°).

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * (1,2 * 10^{-4} * (35 - 39,38 + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} * 0^2) = 0,37\%$$

Ecuación 9. Porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación de los módulos.

Por tanto las pérdidas por inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos de la instalación se corresponden con un 0,37 %.

5.5.7.- PÉRDIDAS DEL INVERSOR DE RED

En el apartado 5.6.2 se llevará a cabo la selección del inversor pudiendo determinar así a partir de su ficha técnica su eficiencia.

La eficiencia del modelo de inversor elegido se puede extraer de su ficha técnica localizada en los anexos y es del 97,7% por lo que las pérdidas por el inversor de red serán del 2,3%.

5.5.8.- CÁLCULO TOTAL DE LAS PÉRDIDAS

En la Tabla 10 se resumen todas las pérdidas tenidas en cuenta en los apartados anteriores y se calcula el rendimiento de la instalación.

TIPO DE PÉRDIDAS	
Cableado	4,50%
Degradación de los módulos	1%
Temperatura	3,16%
Suciedad o <i>soiling</i>	2,50%
Sombras	1,50%
Orientación e inclinación	0,37%
Inversor de red	2,30%
TOTAL	15,33%
RENDIMIENTO (η)	84,67%

Tabla 10. Porcentaje total de pérdidas y rendimiento final de la instalación.

5.5.- CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS

Será necesario obtener el número de paneles solares a instalar en la planta fotovoltaica para abastecer el porcentaje de 38,09% establecido en el apartado 4.2.3 del consumo de la EDAR.

Esta demanda a cubrir será inferior a la potencia total generada por los paneles solares de la instalación ya que es necesario tener en cuenta la eficiencia de la instalación que tiene en cuenta las pérdidas. La potencia total necesaria a generar por los módulos se trata de la potencia pico y esta se calcula mediante la Ecuación 8, ya presentada en el apartado 5.4 puesto que una de sus variables es el rendimiento de la instalación.

$$P_{pico\ instalación} = \frac{P_{cons}}{HSP_{crít} * \eta}$$

Ecuación 8. Potencia pico de la instalación.

- $P_{\text{pico instalación}}$: potencia pico de la instalación que determina la potencia total instalada en forma de paneles solares.
- P_{cons} : potencia media diaria consumida por la EDAR.
- $HSP_{\text{crít}}$: horas solares pico en el mes crítico (determinado como enero en este caso).
- η : factor de funcionamiento o rendimiento global de la instalación.

Posteriormente para determinar el número de módulos fotovoltaicos a instalar, bastará con dividir la potencia a generar entre la potencia pico de los paneles seleccionados que es de 480Wp.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{P_{\text{pico instalación}}}{P_{\text{pico módulo}}}$$

Ecuación 10. Número de módulos a instalar.

Respecto a la primera Ecuación 8 se conoce de cálculos anteriores las $HSP_{\text{crít}}$ que son 3 horas que corresponden al mes de enero por ser el mes con menor irradiancia a lo largo del año. También se conoce la P_{cons} calculada en el apartado 4.2.3 de 318,66 kW/h/día que será la potencia finalmente entregada en el punto de conexión de la instalación solar con la EDAR.

$$P_{\text{pico instalación}} = \frac{318,66 \frac{\text{kW}}{\text{h}} / \text{día}}{3 * 84,67\%} = 125,45 \text{ kWp}$$

Ecuación 8. Potencia pico de la instalación.

La vida útil de la instalación fotovoltaica considerada en este proyecto es de 25 años por lo que será necesario garantizar esta potencia el último de los años a pesar de las pérdidas de potencia que sufrirán las placas solares durante este tiempo. Para ello se decide utilizar un factor de 0,8 entre el cual se divide esta potencia pico de la instalación, de forma que la instalación sea capaz de suministrar la potencia necesaria durante toda su vida útil.

$$P_{\text{pico instalación final}} = \frac{125,45 \text{ kWp}}{0,8} = 156,81 \text{ kWp}$$

Ecuación 11. Potencia pico de la instalación aplicando factor de pérdidas durante vida útil.

Ahora es posible determinar el número mínimo de módulos a instalar mediante la Ecuación 10.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{156,81 \text{ kWp}}{480 \text{ Wp}} = 326,69 \approx 327 \text{ módulos}$$

Ecuación 10. Número de módulos a instalar.

5.6.- INVERSOR DE RED

El inversor de red o convertidor DC/AC será el que transforma la corriente continua obtenida por los paneles solares en corriente alterna. La máxima potencia que el inversor sea capaz de convertir será la que definirá la potencia nominal de la instalación fotovoltaica.

Además de llevar a cabo la principal función de invertir la corriente, un convertidor tiene otros cometidos:

- Preservar la instalación: frente a cualquier problema o cortocircuito el inversor actuará deteniendo la producción de energía.
- Sincronización con la red eléctrica: adaptará la onda de red con las cualidades requeridas como tensión, frecuencia o gestión energética para poder inyectar energía a la red eléctrica con los parámetros de calidad adecuados.
- Recopilar información: de esta forma se corrobora si la instalación solar tiene un comportamiento adecuado, si su rendimiento es el adecuado y detecta posibles fallos en los módulos fotovoltaicos.

5.6.1.- TIPOS DE INVERSORES

Hay distintos tipos de convertidores entre los que será necesario seleccionar aquel que mejor se adapte a las necesidades de la instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta por una parte el coste y su rentabilidad en la instalación y por otra parte su control del campo solar, rendimiento, comportamiento frente a las sombras y el número de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) que maximiza la extracción de energía según varían las condiciones.

La principal distinción que se realiza en inversores es entre los inversores en cadena o *strings*, los microinversores y los centralizados (22)

5.6.1.1.- INVERSORES STRING

Los paneles solares se agrupan formando cadenas y cada ramal va conectado a un inversor. Los inversores en cadena son los más utilizados debido a su bajo coste y fácil accesibilidad y mantenimiento, pero su principal desventaja es que será el módulo fotovoltaico de menor eficiencia del ramal aquel que determine la máxima energía que pueda captar el convertidor, por lo que no resultan una buena opción para instalaciones en las que las sombras están presentes disminuyendo la producción de los paneles solares.

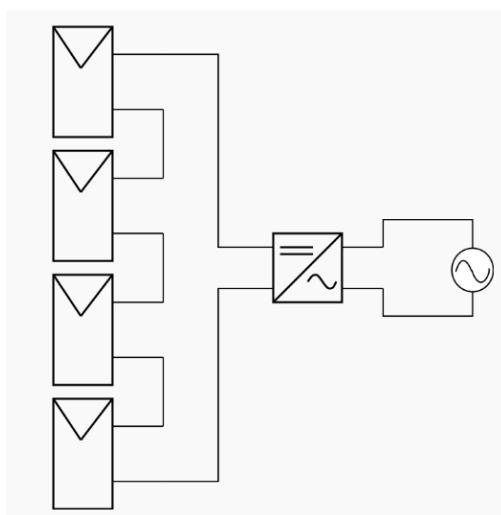


Figura 22. Esquema de instalación con inversor en cadena. (22)

5.6.1.2.- MICROINVERSORES

Es necesario instalar un microinversor en cada módulo fotovoltaico y de forma individual transforma en ellos mismos la corriente continua en corriente alterna a diferencia de los inversores en cadena que transportaban la energía producida por cada panel hasta un punto común donde era transformada.

La eficiencia de este tipo de convertidor es mayor que la de los inversores *string* y además soluciona el principal problema que tenían los anteriores y es que la energía final no depende de la eficiencia individual de cada panel solar lo que disminuye la importancia de la incidencia de sombras en la instalación.

Como principal desventaja se encuentra su alto coste y una mayor dificultad de reparación y mantenimiento que en los inversores en cadena.

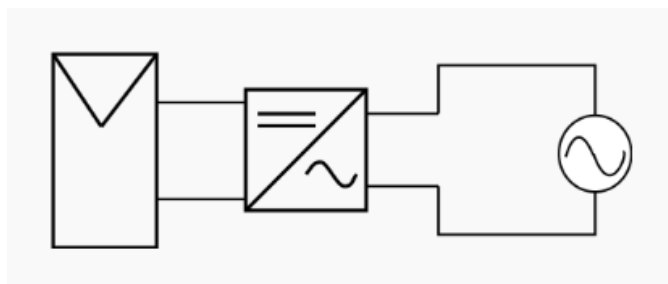


Figura 23. Esquema de instalación con microinversor. (22)

5.6.1.3.- CENTRALIZADOS

Tan sólo es necesario el uso de un único inversor centralizado para toda la instalación. Al inversor centralizado llega una conexión en paralelo del conjunto de cadenas de módulos fotovoltaicos que se conectan en serie entre sí.

Esta es una opción más económica que el uso de microinversores y además tiene más bajos costes de mantenimiento. Como desventaja principal tienen la alta sensibilidad a las sombras reduciendo el rendimiento total de la instalación.

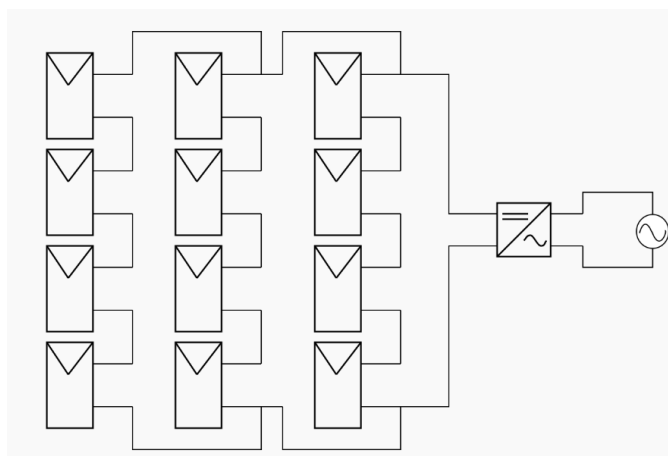


Figura 24. Esquema de instalación con inversor centralizado. (22)

5.6.2.- SELECCIÓN DEL MODELO DE INVERSOR DE RED A UTILIZAR

Una vez analizados los distintos tipos de inversores de red y el espacio disponible para el diseño de la instalación solar se decide instalar los inversores string separando los paneles solares de forma que las sombras no supongan un inconveniente para la limitación de la generación de energía.

Próximamente se realizará un estudio de algunos de los inversores string presentes en el mercado, teniendo en cuenta que es necesario que cuenten con una potencia superior a la potencia de la planta que se ha definido como 106,22kW en el apartado 5.1. La principal

característica a tener en cuenta es el rendimiento, el cual debe ser elevado para minimizar las pérdidas.

La potencia pico de la instalación es de 156,81 kWp y el inversor será el que determinará la potencia nominal de la planta, ya que esta viene definida por la máxima potencia de salida del inversor de red.

Debido a que los inversores solares de menor capacidad son más económicos se aplica un sobredimensionamiento en la Ecuación 12.

$$\frac{\text{Potencia CC del sistema solar}}{\text{Potencia máxima CA del inversor}} = 1,2$$

Ecuación 12. Aplicación factor de sobredimensionamiento para selección del inversor.

El valor de esta relación en la mayoría de instalaciones solares se sitúa en un rango de 1,15 a 1,25. No se selecciona una relación mayor debido a que uno de los principales problemas del sobredimensionamiento es el efecto *clipping* (23) el cual consiste en la incapacidad de los inversores para manejar una cantidad elevada de CC producida por los paneles solares en momentos puntuales.

Siguiendo la Ecuación 12 se determina la potencia máxima del inversor.

$$\text{Potencia máx. inversor} = \frac{\text{Potencia CC del sistema solar}}{1,2} = \frac{156,81 \text{ kWp}}{1,2} = 130,67 \text{ kWp}$$

Ecuación 12. Aplicación factor de sobredimensionamiento para selección del inversor.

En la Tabla 11 se ha realizado una selección de varios inversores de distintos proveedores, con distintas características y distinto precio por lo que será necesario analizar entre ellos aquel que mejor se adapte a las necesidades del proyecto.

FABRICANTE	MODELO	Potencia de salida (kW)	Rango de tensión de entrada (V) (V _{dcmín} - V _{dcmáx})	Máxima corriente de entrada por entrada DC (A) (I _{dcmáx})	Nº entradas DC	Eficiencia	Precio
Kostal	Piko 20	20	160 - 1000	60 (20 * 3)	3	98%	2.814 €
Fronius	Symo 20-3-M	20	200 - 1000	75 (37,5 * 2)	6 (3 + 3)	97,90%	3.166 €
Riello	Sirio TL 30	30	180 - 1000	75 (37,5 * 2)	6 (3 + 3)	97,70%	3.776 €
Growatt	40000TL3-S	40	250 - 1000	96 (12 * 8)	8 (4 + 4)	98,40%	4.865 €
Riello	Sirio TL 50	50	200 - 1100	110 (33/33/22/22)	10 (3 + 3 + 2 + 2)	98%	5.877 €

Tabla 11. Comparación de distintos modelos de inversores de red. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la potencia máxima de salida del inversor calculada anteriormente como 130,21 kW se calculará el número de inversores necesarios según su potencia de salida mediante la Ecuación 13.

$$\text{Número de inversores} = \frac{130,67}{\text{Potencia de salida del modelo de inversor}}$$

Ecuación 13. Determinación del número de inversores a emplear según potencia de salida.

Para llevar a cabo esta selección es necesario realizar cálculos para determinar el número módulos solares final que compondrían los *strings* conectados a los inversores. Por ello en la Tabla 12 se recogen las principales características a tener en cuenta de los módulos seleccionados.

Pnom (Wp)	Vmáx (V)	Imáx (A)	Tensión en circuito abierto	Corriente de cortocircuito	Tensión en el punto de máxima potencia	Ksc (%/°C)	Koc (%/°C)	Tmáx (°C)	Tmín (°C)
			Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)				
480	42	11,44	50,7	12,1	42	0,05	-0,28	70	-20

Tabla 12. Principales características de los módulos solares seleccionados. Elaboración propia.

También hay que tener en cuenta el número mínimo de módulos fotovoltaicos a instalar en la planta solar, que ha sido determinado en el apartado 5.5 como 326 módulos.

A continuación se analizan los modelos de inversores de la Tabla 11 según su potencia de salida.

- **Potencia de salida 20 kW:**

$$\frac{130,67 \text{ kW}}{20 \text{ kW}} = 6,53 \approx 7 \text{ inversores}$$

Ecuación 13. Determinación del número de inversores a emplear según potencia de salida.

El primer modelo de 20 kW que figura en la Tabla 11 es el **Piko 20 del fabricante Kostal** tiene 3 entradas a las que conectar *strings*.

Con el fin de determinar el número de paneles por *string* se comprobará que no son superados los límites del inversor por dos criterios: el de la intensidad y la tensión.

Criterio de intensidad:

$$I_{\text{máx}} = N^{\circ} \text{ strings en paralelo} * I_{\text{sc}} + \left(\frac{K_{\text{sc}}}{100} * I_{\text{sc}} * n^{\circ} \text{ strings en paralelo} * (T_{\text{máx}} - 20^{\circ}\text{C}) \right)$$

Ecuación 14. Intensidad máxima del inversor de red.

Las variables presentes en la Ecuación 14 son las siguientes:

- N° strings en paralelo: este modelo de inversor admite 3 strings.
- I_{sc} : intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico 12,1 A.
- K_{sc} : coeficiente variación de intensidad de cortocircuito respecto a la temperatura 0,05%/°C.
- $T_{\text{máx}}$: temperatura máxima del módulo fotovoltaico 70°C.

La intensidad máxima obtenida a través de la Ecuación 14 debe ser menor que la intensidad máxima del inversor para que este cumpla el criterio de intensidad.

En la ficha técnica del inversor figura una intensidad máxima de 20 A por entrada DC y este modelo tiene 3 entradas por lo que la intensidad máxima del inversor será de 60 A.

$$I_{\text{máx}} = 3 * 12,1 + \left(\frac{0,05}{100} * 12,1 * 3 * (70^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) \right) = 37,2 \text{ A}$$

Ecuación 14. Intensidad máxima del inversor de red.

Debido a que la intensidad máxima calculada es menor que la intensidad máxima del inversor se verifica que es posible la conexión de los 3 strings siguiendo este criterio.

Criterio de tensión:

Mediante este criterio se calculará la $V_{\text{máx}}$ y $V_{\text{mín}}$ que tendrán que ser respectivamente menor y mayor que la tensión máxima y mínima del inversor.

$$V_{\text{máx}} = n^{\circ} \text{ paneles en serie} * V_{\text{oc}} + \left(\frac{K_{\text{oc}}}{100} * V_{\text{oc}} * n^{\circ} \text{ paneles en serie} * (T_{\text{mín}} - 20^{\circ}\text{C}) \right)$$

Ecuación 15. Tensión máxima del inversor de red.

Las variables presentes en la ecuación son las siguientes:

- N° paneles en serie: se propone una conexión de 16 paneles en serie. Esto es debido a que según se ha calculado en el apartado 5.5 es necesario instalar un mínimo de 326 módulos y puesto a que la Ecuación 13 determina la instalación de 7 inversores, teniendo en cuenta que cada inversor tiene 3 conexiones de *strings* se realiza el siguiente cálculo:

$$\left(\frac{326 \text{ módulos}}{7 \text{ inversores} * 3 \frac{\text{strings}}{\text{inversor}}} \right) = 15,52 \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \approx 16 \frac{\text{módulos}}{\text{string}}$$

Ecuación 16. Número de módulos por string.

- V_{oc} : tensión en circuito abierto del módulo fotovoltaico 50,7 V.
- K_{oc} : coeficiente variación de la tensión en circuito abierto respecto a la temperatura -0,28%/°C.
- T_{min} : temperatura mínima del módulo fotovoltaico -20°C.

La tensión máxima de entrada al inversor de red es de 1000 V por lo que para que el enseriado de paneles sea posible, la $V_{máx}$ calculada debe ser menor de 1000 V.

$$V_{máx} = 16 * 50,7 + \left(\frac{(-0,28)}{100} * 50,7 * 16 * (-20^{\circ}C - 20^{\circ}C) \right) = 902,05 \text{ V}$$

Ecuación 15. Tensión máxima del inversor de red.

Se cumple que la $V_{máx}$ calculada es menor que los 1000 V de tensión máxima a la entrada del inversor.

Se procede a continuación a calcular la tensión mínima.

$$V_{mín} = n^{\circ} \text{ paneles en serie} * V_{mpp} + \left(\frac{K_{oc}}{100} * V_{mpp} * n^{\circ} \text{ paneles en serie} * (T_{máx} - 20^{\circ}C) \right)$$

Ecuación 17. Tensión mínima del inversor de red.

Las variables presentes en la ecuación son las siguientes:

- N° paneles en serie: se propone una conexión de 16 paneles en serie.
- V_{mpp} : tensión en el punto de potencia máxima del panel 42 V.
- K_{oc} : coeficiente variación de la tensión en circuito abierto respecto a la temperatura $-0,28\%/^{\circ}C$.
- $T_{m\acute{a}x}$: temperatura máxima del módulo fotovoltaico $70^{\circ}C$.

$$V_{m\acute{i}n} = 16 * 42 + \left(\frac{(-0,28)}{100} * 40 * 16 * (70 - 20^{\circ}C) \right) = 582,4 V$$

Ecuación 17. Tensión mínima del inversor de red.

Se cumple que la $V_{m\acute{i}n}$ calculada es mayor que los 160 V de tensión mínima a la entrada de este modelo de inversor.

A continuación se incluye la Tabla 13, la cual resume los cálculos llevados a cabo. Estos mismos cálculos se llevarán a cabo para todos los modelos de inversores presentes en la Tabla 11.

Fabricante	Modelo
Kostal	Piko 20

$I_{m\acute{a}x}$ inversor (A)	$V_{m\acute{a}x}$ inversor (V)	$V_{m\acute{i}n}$ inversor (V)	$I_{m\acute{a}x}$ (A)	$V_{m\acute{i}n}$ (V)	$V_{m\acute{a}x}$ (V)
60	1000	160	37,2	582,4	902,05

Número de strings en paralelo	3
Número de módulos en serie	16

Cumple criterio de intensidad	Sí
Cumple criterio de tensión	Sí

Tabla 13. Resumen criterios intensidad y tensión modelo Piko 20. Elaboración propia.

Fabricante	Modelo
Fronius	Symo 20-3-M

$I_{m\acute{a}x}$ inversor (A)	$V_{m\acute{a}x}$ inversor (V)	$V_{m\acute{i}n}$ inversor (V)	$I_{m\acute{a}x}$ (A)	$V_{m\acute{i}n}$ (V)	$V_{m\acute{a}x}$ (V)
75	1000	200	74,41	291,2	451,02

Número de strings en paralelo	6
Número de módulos en serie	8

Cumple criterio de intensidad	Sí
Cumple criterio de tensión	Sí

Tabla 14. Resumen criterios intensidad y tensión modelo Symo 20-3-M. Elaboración propia.

- **Potencia de salida 30 kW:**

$$\frac{130,67 \text{ kW}}{30 \text{ kW}} = 4,35 \approx 5 \text{ inversores}$$

Ecuación 13. Determinación del número de inversores a emplear según potencia de salida.

Fabricante	Modelo
Riello	Sirio TL 30

Imáx inversor (A)	Vmáx inversor (V)	Vmín inversor (V)	Imáx (A)	Vmín (V)	Vmáx (V)
75	1000	180	74,41	400,4	620,16

Número de strings en paralelo	6
Número de módulos en serie	11

Cumple criterio de intensidad	SÍ
Cumple criterio de tensión	SÍ

Tabla 15. Resumen criterios intensidad y tensión modelo Sirio TL 30. Elaboración propia.

- **Potencia de salida 40 kW:**

$$\frac{130,67 \text{ kW}}{40 \text{ kW}} = 3,26 \approx 4 \text{ inversores}$$

Ecuación 13. Determinación del número de inversores a emplear según potencia de salida.

Fabricante	Modelo
Growatt	40000TL3-S

Imáx inversor (A)	Vmáx inversor (V)	Vmín inversor (V)	Imáx (A)	Vmín (V)	Vmáx (V)
96	1000	250	99,22	400,4	620,16

Número de strings en paralelo	8
Número de módulos en serie	11

Cumple criterio de intensidad	NO
Cumple criterio de tensión	SÍ

Tabla 16. Resumen criterios intensidad y tensión modelo 40000TL3-S. Elaboración propia.

- **Potencia de salida 50 kW:**

$$\frac{130,67 \text{ kW}}{50 \text{ kW}} = 2,61 \approx 3 \text{ inversores}$$

Ecuación 13. Determinación del número de inversores a emplear según potencia de salida.

Fabricante	Modelo
Riello	Sirio TL 50

Imáx inversor (A)	Vmáx inversor (V)	Vmín inversor (V)	Imáx (A)	Vmín (V)	Vmáx (V)
110	1100	200	124,02	400,4	620,16

Número de strings en paralelo	10
Número de módulos en serie	11

Cumple criterio de intensidad	NO
Cumple criterio de tensión	SÍ

Tabla 17. Resumen criterios intensidad y tensión modelo Sirio TL 50. Elaboración propia.

Tras analizar las tablas obtenidas se observa que los dos últimos modelos correspondientes con **40000TL3-S** y **Sirio TL 50** quedan descartados debido a que no cumplen el criterio de intensidad siendo la intensidad máxima calculada superior a la intensidad máxima de entrada al inversor.

Los demás modelos de inversores de red presentes en la Tabla 18 podrían ser utilizados y puesto que el rendimiento varía poco, se escogerá la opción más económica.

Fabricante	Modelo	Nº de inversores	Precio (€/unidad)	Precio total (€)
Kostal	Piko 20	7	2814	19698
Fronius	Symo 20-3-M	7	3166	22162
Riello	Sirio TL 30	5	3776	18880

Tabla 18. Modelos de inversores que cumplen criterios de intensidad y tensión. Elaboración propia.

Las dos primeras opciones al tener una potencia de salida de 20 kW requieren que se instalen 7 inversores mientras que la tercera opción, con una potencia de salida mayor igual a 30 kW sólo requiere instalar 5 dispositivos.

Respecto a los inversores de 20 kW, el modelo del fabricante Kostal es el más económico pero la instalación de los 5 inversores de red de la tercera opción tienen un coste menor por lo que **se decide llevar a cabo la disposición de 5 inversores del fabricante Riello modelo Sirio TL 30 donde cada uno tendrá conectados 6 strings en paralelo que contarán con 11 módulos fotovoltaicos conectados en serie.**

5.7.- TIPOS DE CONEXIÓN

Es necesario decidir cuál será la conexión a realizar entre el proveedor de la electricidad que será la planta solar y el consumidor que es la EDAR.

Hay distintos tipos de conexiones y cada una tiene unas características que hacen que sea más adecuado seleccionar un sistema de conexión frente a otro.

Se distinguen tres tipos de sistemas: sistemas *on-grid* o conectados a red, sistemas híbridos y sistemas *off-grid* o aislados.

5.7.1.- SISTEMA *ON-GRID*

Este sistema se encuentra directamente conectado a una red eléctrica. La principal ventaja es la posibilidad que este factor otorga al consumidor pudiendo abastecerse de energía de la red en caso de que la planta solar no cubra las necesidades en determinados momentos. Del mismo modo, permite exportar el exceso de energía producido a la red evitando la necesidad de disponer de baterías para su almacenaje y en este caso se ve beneficiado al verter esta energía a la red siguiendo las pautas establecidas en el Real Decreto Ley 244/2019 (24) en abril de 2019.

5.7.2.- SISTEMA HÍBRIDO

El sistema híbrido tiene un funcionamiento similar al conectado a red con la diferencia de que hace uso de inversores híbridos al mismo tiempo que baterías para poder hacer uso de esa energía almacenada posteriormente.

5.7.3.- SISTEMA *OFF-GRID*

Este sistema es aquel que actúa con independencia de la red eléctrica y que como su propio nombre indica se encuentra aislado suministrando energía directamente al consumidor de forma autónoma. Este método suele ser utilizado en zonas en las cuales el acceso a la red eléctrica es restringido, de difícil acceso o debido a una gran distancia de la red. Este tipo de sistemas puede ir acompañado de baterías para el almacenamiento de la energía producida en caso de no ser consumida en su totalidad.

Tras conocer las características de los distintos tipos de conexión se decide utilizar el sistema *off-grid* al realizar la conexión directamente con la EDAR.

5.8.- CONEXIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA CON LA EDAR

Una vez ha sido determinada la conexión *off-grid* se debe analizar el recorrido que realizará la electricidad desde su generación en las placas solares hasta su llegada al punto de conexión con la EDAR.

En el apartado 5.6.2 se seleccionó el modelo del inversor teniendo en cuenta que el voltaje mínimo y máximo de entrada se encontrara dentro del rango de tensiones que especifica la ficha técnica del inversor.

De su ficha técnica presente en los anexos se obtiene también la tensión de salida, que en corriente alterna corresponde a 400 V y la conexión en paralelo de los inversores hace que esta sea la tensión final que llega a la EDAR.

La tensión de trabajo de la EDAR es de 400 V por lo que el cable de la salida de los inversores conectará directamente con el centro de transformación de la EDAR.

5.9.- ESTRUCTURA FIJA DE LOS MÓDULOS

5.9.1.- ESTUDIO GEOTÉCNICO (ESTUDIO DEL TERRENO)

Para la caracterización del terreno se ha consultado la información geotécnica presente en los anexos del proyecto de la EDAR donde se efectuó un sondeo mecánico con extracción de testigo continuo, mediante una sonda rotativa 116 mm de diámetro hasta una profundidad máxima de 15 m. El testigo del terreno recuperado se depositó en sus correspondientes cajas debidamente ordenadas e identificadas, para su traslado al laboratorio donde se efectuaron los oportunos ensayos.

La estratigrafía que ofrece los resultados del sondeo es la siguiente:

Techo (m)	Muro (m)	Litología
0.00	0.60	Cobertera vegetal (Limo marrón oscuro, con restos vegetales y grava).
0.60	1.60	Limo marrón anaranjado, de compacidad media, con gravas finas carbonatadas dispersas.
1.60	3.40	Gravas heterométricas carbonatadas subredondeadas, de compacidad muy densa, con matriz limosa de color marrón claro.
3.40	15.00	Arcilla marrón de consistencia dura y plasticidad media, parcialmente litificada a partir de 8.1 m.

Tabla 19.- Resumen de los resultados del sondeo mecánico.

Así mismo, durante la perforación se realizaron dos ensayos de penetración estándar (SPT), consistente en ensayar 45 centímetros de suelo en tres intervalos de 15 centímetros cada uno contando el número de golpes necesarios para atravesar dicho suelo mediante la caída de una maza de 63.5 kg a una altura de 76.0 centímetros, el número de golpes nos da información acerca de la compacidad del suelo atravesado. Considerándose N30 como la suma de los golpes necesarios para atravesar los 30 centímetros centrales del ensayo.

Los resultados que se obtuvieron fueron los siguientes siendo R = Rechazo al alcanzar más de 50 golpes en uno de los tramos de 15 cm.

Sondeo	Profundidad (m)	Tipo de Muestra	Golpeo	N30/NM1
S CLEMENTE	2.00-2.45	SPT	28-51R	R
S. CLEMENTE	5.00-5.60	MI	13-19-19-25	38
S. CLEMENTE	8.30-8.90	MI	14-15-18-25	33
S. CLEMENTE	11.00-11.60	MI	10-11-15-23	26
S. CLEMENTE	14.00-14.45	SPT	6-15-35	50

Tabla 20.- Resumen de los resultados del sondeo de penetración estándar.

Los terrenos en general presentan una compacidad muy densa en los primeros 3 m y una consistencia muy firme a dura en profundidad, estos valores se deducen de la siguiente tabla:

Suelos cohesivos		Suelos Granulares	
Nspt	Consistencia	Nspt	Compacidad
<2	Muy blanda	<4	Muy floja
2-4	Blanda	5-10	Floja
4-8	Media	11-30	Media
8-15	Firme	30-50	Densa
15-30	Muy firme	>50	Muy densa
>30	Dura		

Tabla 21.- Resumen de la consistencia y compacidad del terreno.

Conclusiones y recomendaciones:

Dadas las características del terreno estudiado, no es necesario eliminar los 60 cm de tierra vegetal, no obstante se aconseja cimentar la estructura metálica de soporte mediante perfiles hincados que alcancen el nivel de gravas carbonatadas de compacidad muy densa, lo que implica que la profundidad de empotramiento desde superficie debe ser superior a 1,60 m.

5.9.2.- SOPORTE DE LOS MÓDULOS

Para la construcción de las estructuras de los paneles solares se utilizan materiales como el acero galvanizado o el aluminio. El primero cuenta con un recubrimiento de zinc que lo hace más resistente a la corrosión o abrasión y además lo endurece protegiéndolo mecánicamente. El aluminio es el material más utilizado en las instalaciones solares ya que cuenta con múltiples ventajas frente a otro tipo de materiales.

- Bajo peso: el aluminio es un material ligero, con un peso hasta tres veces menor que el acero. Esto supone un menor coste de transporte y una mayor rapidez en el proceso de instalación.

- Resistente a la corrosión: la capa de óxido que se genera en la superficie del aluminio debido a su exposición al aire y la humedad del ambiente hace que su resistencia a la corrosión sea elevada. Además hay múltiples tratamientos para la superficie que mejoran esta característica del material.
- Conductividad térmica y eléctrica: la gran transferencia térmica del aluminio impide que el calor se concentre en determinados puntos de su superficie mediante la dispersión del calor por toda su superficie.
- Reciclable: las cualidades del aluminio no se ven deterioradas al reciclarlo y tan sólo es necesario un 5% de la energía que fue empleada para producir el aluminio para el proceso de reciclaje. El 95% del aluminio usado en las plantas solares es reutilizable al finalizar su vida útil.
- Ductilidad: el bajo punto de fusión y su baja densidad hacen del aluminio un material fácilmente moldeable por lo que es sencillo la creación de estructuras con formas complejas.

Teniendo en cuenta estas características, las dimensiones de los módulos fotovoltaicos presentes en la ficha técnica y el estudio geotécnico realizado en la parcela de la EDAR, se opta por el uso de soportes inclinados hincados al terreno.

Estos soportes tienen un marco de aluminio y el material de la hincia es de acero galvanizado lo que le aporta una mayor dureza y protección a esta parte del soporte.

El soporte admite dos filas de paneles solares lo que favorecerá la optimización del espacio de la parcela a utilizar para la construcción de la planta solar. Además esto no supondrá un problema para las sombras debido a que no hay separación entre las dos filas de placas.

El esquema de los soportes ha sido obtenido de su ficha técnica presente en los anexos y se muestra en la Figura 25.

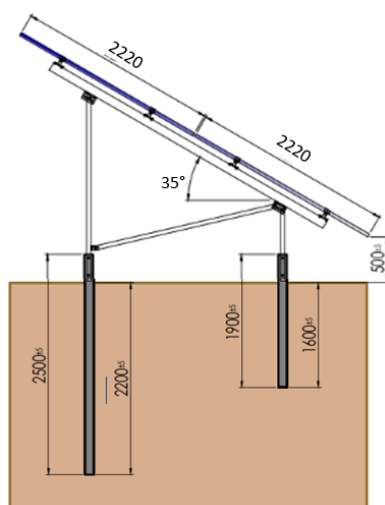


Figura 25. Esquema de los soportes de los módulos fotovoltaicos.

Para llevar a cabo la instalación de los soportes hincados al terreno será necesario el alquiler de una hincadora como la que se muestra en la Figura 26 la cual tiene un coste de 300 €/día.



Figura 26. Hincadora necesaria para la instalación de los soportes.

5.10.- SEPARACIÓN ENTRE LOS STRINGS

Es necesario determinar la distancia entre cada hilera de paneles solares para evitar que se generen sombras entre ellos que tengan como consecuencia una disminución del rendimiento de la instalación.

Esta distancia ha de ser calculada teniendo en cuenta las dimensiones de los paneles solares y de los soportes seleccionados, su altura y el ángulo de inclinación de los módulos que se ha determinado en el apartado 5.2 como 35°.

Las dimensiones del modelo a usar seleccionado RSM-150-8-480-M pueden extraerse de su ficha técnica presente en los anexos.

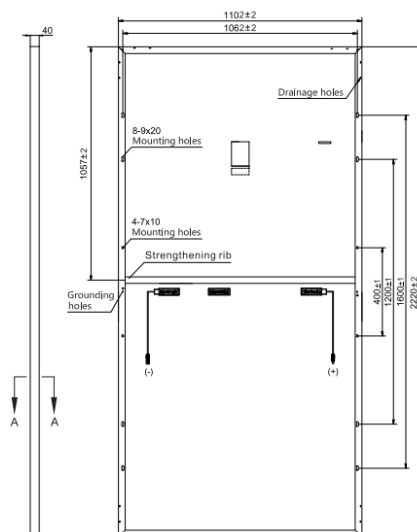


Figura 27. Dimensiones del modelo de módulo fotovoltaico seleccionado.

La Ecuación 18 permite calcular esta distancia entre paneles teniendo en cuenta un azimut de 0° o muy próximo a este.

$$\text{Distancia mínima de separación } (d) = \frac{h}{\operatorname{tg}(61 - \text{latitud})} = h * k$$

Ecuación 18. Distancia mínima de separación entre strings.

Debido a que el soporte a utilizar tiene el esquema presente en la Figura 28, la altura total del soporte será calculada mediante la suma de los 0,5 m que lo separa del suelo y los 2,52 m obtenidos mediante la Ecuación 19.

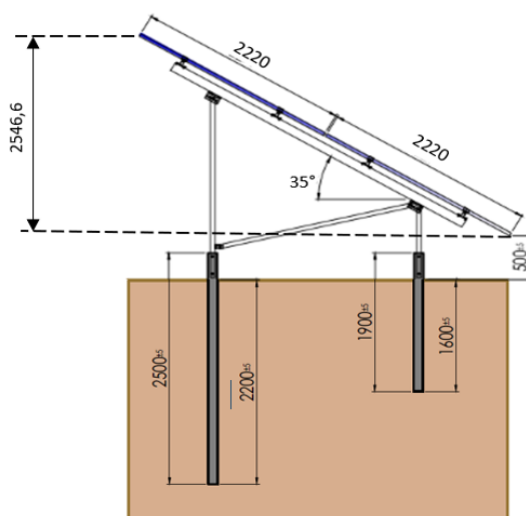


Figura 28. Esquema del soporte de los módulos fotovoltaicos.

$$h = 0,5 + a * \operatorname{sen}(\beta) = (2,22 * 2) * \operatorname{sen}(35) \approx 2,55 \text{ m}$$

Ecuación 19. Altura del soporte de los módulos fotovoltaicos.

Por otra parte se calcula el factor “k” el cual depende de la latitud en la que se localiza la planta solar, en este caso, 39°.

$$k = \frac{1}{\operatorname{tg}(61 - 39)} = 2,47$$

Ecuación 20. Cálculo del factor K.

Introduciendo estos datos en la Ecuación 18 que determina la distancia “d” entre los paneles proporciona el siguiente resultado:

$$\text{Distancia mínima de separación } (d) = \frac{2,55}{\tan(61 - 39)} = 2,55 * 2,47 = 6,3 \text{ m}$$

Ecuación 18. Distancia mínima de separación entre strings.

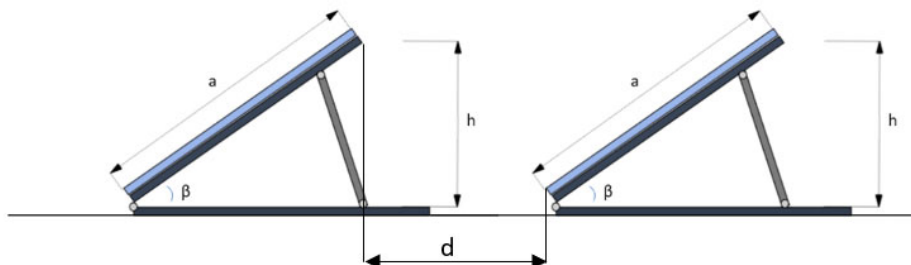


Figura 29. Esquema de la separación de los strings. Elaboración propia.

5.11.- DISPOSICIÓN DE LOS STRINGS

En el apartado 5.6.2 se ha determinado la instalación de 6 *strings* en paralelo por cada uno de los 5 inversores. A su vez cada *string* está compuesto por 11 paneles solares.

Teniendo en cuenta tanto el área disponible para la construcción de la instalación como la distancia entre los módulos fotovoltaicos calculada en el apartado 5.10 que evita las sombras entre las filas de *strings*, se realiza el diseño de la planta con la disposición final de los paneles solares.

El terreno adyacente a la EDAR tiene un área total de 56736 m² como se muestra en la Figura 30.



Figura 30. Área del terreno adyacente a la EDAR.

Siguiendo la ficha técnica de los módulos seleccionados se puede calcular su área:

$$\text{Área del panel solar} = 1,102 \text{ m} * 2,22 \text{ m} = 2,45 \text{ m}^2$$

Ecuación 21. Área del panel solar.

Sin embargo, debido a su inclinación, el área del terreno que ocupará la colocación del módulo será menor como puede observarse en la Figura 31.

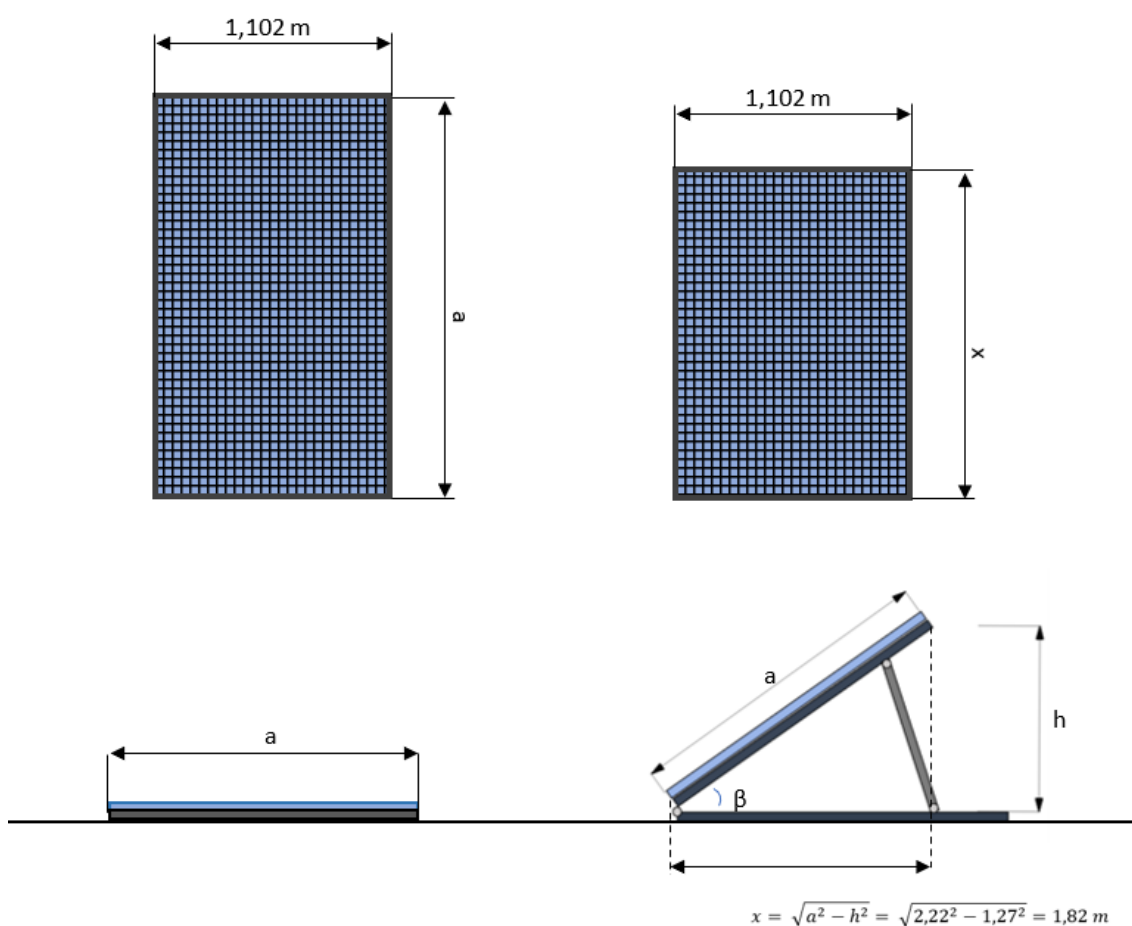


Figura 31. Comparación del área que ocupa sobre el terreno el panel con y sin inclinación. Elaboración propia.

$$\text{Área del panel solar inclinado} = 1,102 \text{ m} * 1,82 \text{ m} = 2 \text{ m}^2$$

Ecuación 22. Área del panel solar con inclinación.

Puesto que un *string* está compuesto por 11 paneles solares con 2 filas de paneles cada uno, el área total del *string* vendrá dada por la Ecuación 23.

$$\text{Área de un string} = 2 \frac{\text{m}^2}{\text{panel}} * 11 \text{ paneles} * 2 \text{ filas} = 44 \text{ m}^2$$

Ecuación 23. Área de un string.

En la Figura 32 se muestran las dimensiones de un *string*:

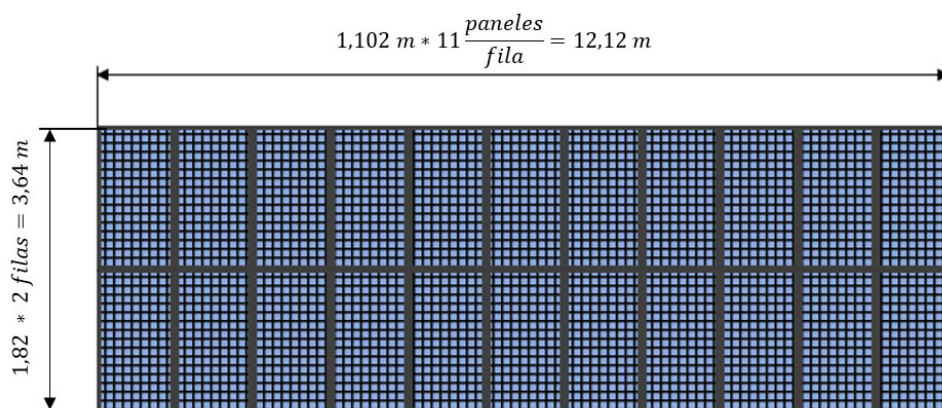


Figura 32. Dimensiones de un string. Elaboración propia.

En el apartado 5.10 se calculó una distancia mínima de 6,3 m entre los *strings*, esta distancia será aumentada hasta a 6,5 m para asegurar que no afectarán las sombras. También cabe recordar que el inversor de red seleccionado tiene 6 conexiones de *strings* en paralelo situadas de forma 3+3 por lo que se realiza el esquema correspondiente a la disposición de los *strings* alrededor del inversor de red teniendo en cuenta un pasillo central con una anchura de 4 m que pueda facilitar el acceso a la instalación tanto del personal como vehículos.

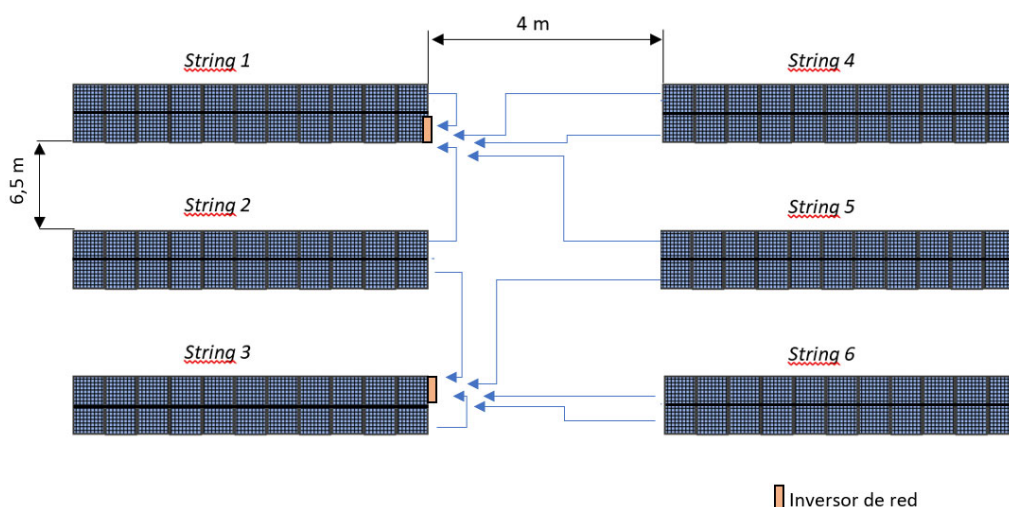


Figura 33. Disposición de los strings y su conexión con los inversores. Elaboración propia.

El inversor de red en la instalación se situará en la estructura metálica de uno de los *strings* centrales como se muestra en la Figura 33 de forma que el pasillo central quede libre.

En el apartado 5.2 se determinó la orientación favorable de los paneles solares, hacia el sur. Además la conexión será *off-grid* como se ha explicado en el apartado 5.7 por lo que la proximidad al centro de transformación de la EDAR será también un condicionante para la disposición de las cadenas de paneles solares.

Este se encuentra situado al sur de la EDAR por lo que en la Figura 34 se muestra un plano con el diseño final de la instalación fotovoltaica.

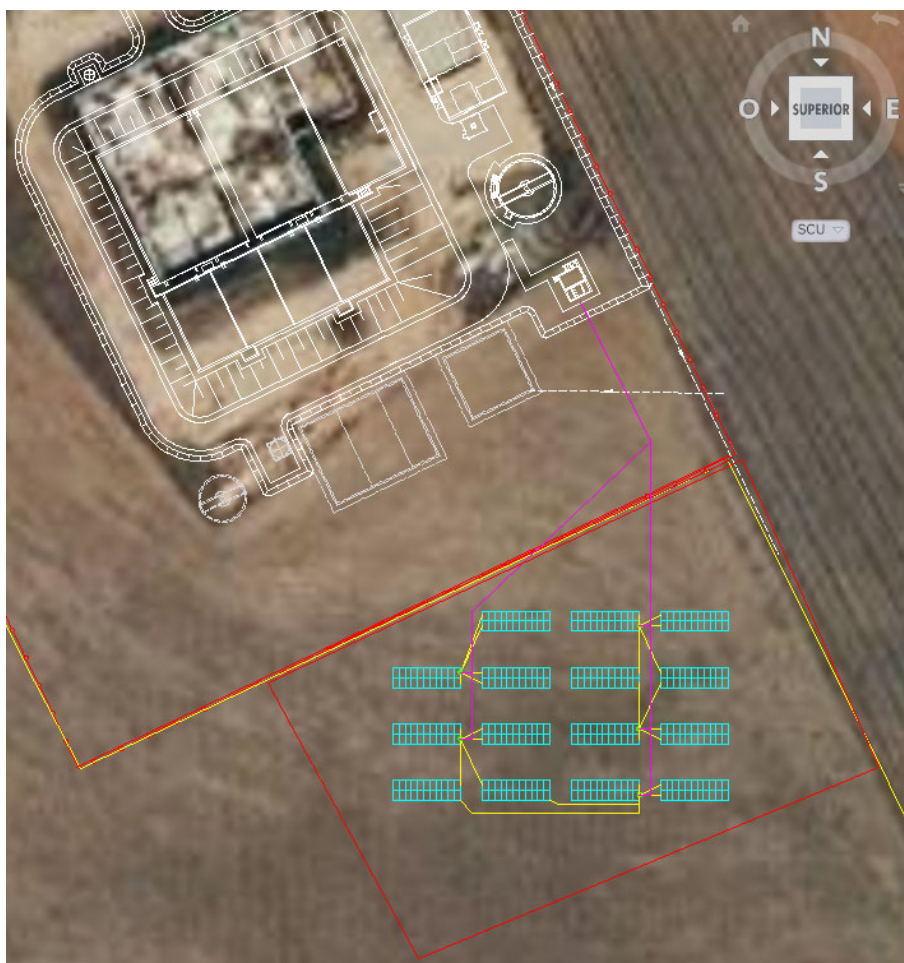


Figura 34. Diseño final de la instalación fotovoltaica.

En azul quedan representados los *strings* todos conectados a los inversores mediante los cables de corriente continua representados en amarillo. Desde los inversores, se realiza la conexión al centro de transformación de la EDAR mediante los cables de corriente alterna representados en color rosa.

La parcela que se utilizará para la construcción de la planta solar será vallada y está delimitada por las líneas de color rojo y consta de 5380 m² lo que representa un 9,5% del área de la parcela adyacente a la EDAR.

De acuerdo al valor de las expropiaciones de terreno realizadas en la zona de la EDAR, el valor de 1 m² de terreno es de aproximadamente 1,5 €.

Sobre el plano se calcula también la longitud del cableado de la instalación dejando un margen de cable extra por seguridad. La Tabla 22 contiene la longitud final de cable necesario para los tramos de corriente continua y los tramos de corriente alterna. Su sección, también incluida en la tabla es calculada en el apartado 5.12.

CABLEADO	Sección del cable (mm ²)	Longitud (m)
Cableado de CC	25	360
Cableado de CA	16	169

Tabla 22. Sección y longitud del cableado de la instalación.

5.12.- CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Se distinguen dos principales tramos de cableado: el cableado de los *strings*, que conducirá la electricidad desde las placas solares hasta el inversor de red y el cableado desde el inversor hasta el punto de conexión y el cuadro de protecciones.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) es el que dicta las directrices para el dimensionamiento del cableado:

- El dimensionamiento de los cables deberá ser para corrientes de al menos el 125% de la corriente que circula en condiciones de máxima potencia.
- La caída de tensión máxima producida por la circulación de la corriente máxima será de un 1,5% en cableado de CC mientras que en cableado de AC será de un 2%. Estos porcentajes han sido fijados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Se calculará la sección mínima de cada tramo de cable y se comparará con la sección que determina la Tabla 23 la cual recoge la intensidad máxima admisible según la sección de cables con conductores de cobre en una instalación enterrada. De ambas opciones se seleccionará aquella que resulte más restrictiva.

Para el primer tramo que corresponde al cableado de corriente continua, se utilizarán cables unipolares con aislamiento PVC, mientras que para el cableado de corriente alterna se utilizarán cables trifásicos con aislamiento PVC.

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

Tabla 23. Intensidad máxima admisible según la sección de cables con conductores de cobre en una instalación enterrada. (25)

5.12.1.- CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

Este es el tramo de cable entre las placas solares y el inversor de red y se aplicará el porcentaje del 1,5% como caída de tensión máxima.

La longitud de un *string* queda reflejada en el esquema del apartado 5.6.4 siendo esta de 12,12 m. Debido a que el inversor irá acoplado a la estructura metálica del último panel de uno de los *strings* centrales, para calcular la sección del cableado a emplear en el tramo de corriente continua, se utilizará la mayor longitud de este cable en la instalación que se corresponde con la unión de la última fila de paneles situada en la zona izquierda de la instalación con el inversor de la zona derecha.

Esta conexión descrita se debe a la colocación de una doble hilera de módulos por cada *string* debido a que es la estructura de los soportes que irán hincados en el terreno unida a una optimización del terreno mediante esta disposición de las cadenas de paneles solares con los respectivos inversores de red.

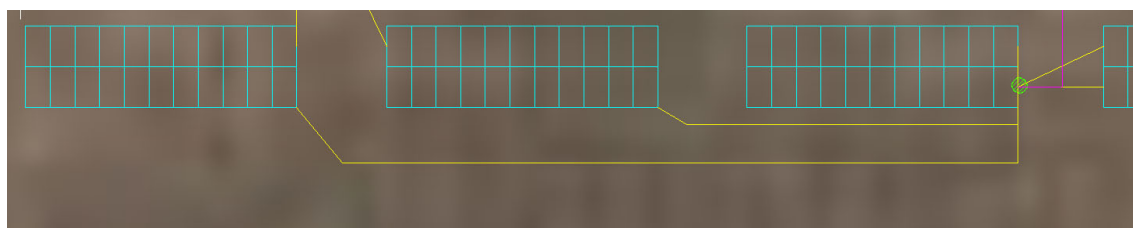


Figura 35. Cable CC de mayor longitud en la instalación.

La longitud del cable que discurre por el *string* sumada a la distancia desde la salida del *string* al inversor de red equivale a una longitud total de $12,12 + 36,8 \approx 49$ m.

La sección de los cables de cobre a utilizar viene determinada por la Ecuación 24.

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{1,5\% * V_{mpp} * \sigma}$$

Ecuación 24. Sección cables de cobre CC.

Las variables presentes en la anterior ecuación son:

- S: sección a obtener del cable (mm²).
- L: longitud del cable del *string* calculada anteriormente y equivalente a 49 m.
- I_{cc}: intensidad de cortocircuito 9,99 A.
- V_{mpp}: tensión en el punto de potencia máxima del panel 42 V que multiplicado por los 11 paneles que componen un *string* da un total de 462 V.
- σ: conductividad del cobre 58 m/(Ω *mm²) a 20 °C.

$$S = \frac{2 * 49 * 9,99}{1,5\% * 462 * 58} = 2,43 \text{ mm}^2$$

Ecuación 24. Sección cables de cobre CC.

La intensidad máxima que circulará por el *string* se fija en un 20% mayor que la intensidad de cortocircuito:

$$I_{\text{máxima}} = I_{cc} * 11 \text{ paneles} * 1,2 = 9,99 \text{ A} * 11 * 1,2 = 131,86 \text{ A}$$

Ecuación 25. Intensidad máxima de circulación por string.

El REBT determina en la Tabla 23 que la sección mínima de cables de cobre con aislamiento de PVC para soportar una intensidad máxima de 131,86 A es de 25 mm² por lo que comparando este valor con la sección S calculada se escoge la opción más restrictiva correspondiente a unos cables con sección de 25 mm².

El cable a emplear seleccionado será un cable flexible unipolar de sección 25 mm² con aislamiento PVC cuyo precio es de 3,96 €/m.

5.12.2.- CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Este tramo conducirá la electricidad desde los inversores de red hasta el centro de transformación de la EDAR.

La intensidad de la línea se calcula mediante la Ecuación 26.

$$I = \frac{P}{V * \sqrt{3} * \cos(\varphi)} = \frac{30000 \text{ W}}{400 \text{ V} * \sqrt{3} * 0,99} = 43,3 \text{ A}$$

Ecuación 26. Intensidad de la línea.

En esta ecuación las variables hacen referencia a las características del inversor:

- P: potencia nominal del inversor 30 kW.
- V: tensión de salida en AC 400V.
- Cos (φ): factor de potencia superior a 0,99

La intensidad máxima que circulará por el cable de corriente alterna se fija en un 20% mayor que la intensidad previamente calculada:

$$I \text{ máxima} = 43,3 \text{ A} * 1,2 = 51,96 \text{ A}$$

Ecuación 27. Intensidad máxima de circulación por cableado de CA.

La máxima caída de tensión ahora estará marcada según el IDAE por un 2% de forma que se calcula la sección del cable:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos(\varphi)}{2\% * V_{mpp} * \sigma}$$

Ecuación 28. Sección cables de cobre CA.

Donde la intensidad de la línea ha sido previamente calculada en la Ecuación 26 y el resto de parámetros son equivalentes a los empleados en el cálculo de la sección del cable de corriente continua a excepción de la longitud L ya que en este caso se trata de un tramo diferente.



Figura 36. Tramo de cableado CA (rosa).

Para el cálculo de la longitud del cable se debe tener en cuenta que el tramo de cable que cruza los *strings* situados a la izquierda tiene una menor longitud que el que cruza los *strings* colocados a la derecha.

Se utilizará la medida mayor, correspondiente con el cable de la derecha de la Figura 36 y la longitud total de este cable hasta la llegada al centro de transformación de la EDAR es de 93,57 m.

$$S = \frac{\sqrt{3} * 93,57 * 43,3 * \cos(\varphi)}{2\% * 462 * 58} = 13,1 \text{ mm}^2$$

Ecuación 28. Sección cables de cobre CA.

La intensidad máxima calculada de 51,96 A requiere según la Tabla 23 una sección mínima del cable de 6 mm² por lo que comparando la sección S calculada de 13,1 mm² se decide emplear un cable con la sección más restrictiva equivalente a 13,1 mm².

El cable seleccionado para este tramo será un cable trifásico flexible de sección 16 mm² con aislamiento PVC cuyo precio es de 34,5 €/m.

5.13.- PROTECCIONES Y SEGURIDAD EN LA INSTALACIÓN.

La normativa dicta la necesidad de instalar protecciones en la instalación fotovoltaica para evitar posibles accidentes causados al personal de mantenimiento o accidentes eléctricos dentro de la propia instalación.

La instalación de este proyecto, al contar con tensiones mayores a 48 V, necesita contar con una puesta a tierra.

La puesta a tierra es la conexión eléctrica de las partes metálicas presentes en una instalación a electrodos sumergidos en el terreno con el fin de evitar diferencias de potencial que puedan causar problemas graves en los componentes de la planta solar o en la salud de las personas.

Las placas solares cuentan con orificios en su marco diseñados específicamente con esta finalidad. Posteriormente es necesario unir todas las tierras y crear un único punto de puesta a tierra denominado tierra del sistema, evitando de esta forma la posibilidad de que la corriente circule por los conductores de las protecciones.

Además de la puesta a tierra, los componentes de la planta solar deben estar protegidos frente a condiciones eléctricas como sobrecargas o cortocircuitos.

Debido a que hay dos tramos de circulación de electricidad se deberán instalar tanto protecciones de corriente continua en el tramo que abarca desde las placas solares hasta el inversor de red y protecciones de corriente alterna en el tramo desde el inversor de red al punto de conexión.

5.13.1.- PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

Los *strings* deberán contar con fusibles que los protejan frente a sobrecargas y cortocircuitos. La función de los fusibles será impedir el paso de corriente continua en caso de que se detecte una anomalía en ella.

Se realiza el cálculo para los fusibles pertenecientes a la conexión con un solo inversor por lo que el número final deberá multiplicarse por los 5 inversores presentes en la planta solar.

Los fusibles comúnmente utilizados son los modelos gG y gL. Ambos modelos actúan frente a las sobrecargas y cortocircuitos pero los gG tiene una reacción más elevada frente a las sobrecargas por lo que los gL suelen tener una vida útil menor al disminuir su nivel de funcionamiento más fácilmente.

En este caso, se utilizarán fusibles gG y se llevará la instalación de 2 fusibles por cada *string* de 11 paneles. Es necesario fijar una intensidad que haga actuar el fusible. En este

caso se selecciona esa intensidad de corte como un 20% mayor de la intensidad máxima de circulación por el *string*.

La intensidad de cortocircuito se puede obtener a partir de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos presente en los anexos siendo esta de 9,99 A.

La corriente de actuación de los fusibles será $I_{\max}$ calculada mediante la Ecuación 29.

$$\text{Intensidad máxima permitida} = 9,99 \text{ A} * 1,2 \approx 12 \text{ A}$$

Ecuación 29. Intensidad máxima de circulación permitida por los fusibles.

Los fusibles de tipo gG tienen una intensidad de fusión equivalente a 1,6 veces la intensidad máxima calculada anteriormente:

$$\text{Intensidad de fusión de los fusibles} = 1,6 * 12 \text{ A} = 19,2 \text{ A}$$

Ecuación 30. Intensidad de fusión de los fusibles.

La tensión nominal vendrá dada por la tensión en el punto de máxima potencia del panel que es de 38,98 V multiplicada por los 11 paneles presentes en cada ramal, con lo que:

$$\text{Tensión nominal} = 38,98 \text{ V} * 11 \frac{\text{paneles}}{\text{string}} = 428,78 \text{ V}$$

Ecuación 31. Tensión nominal del ramal.

De esta forma, los fusibles a instalar tendrán una tensión nominal superior a 428,78 V, por ejemplo de 450 V y su intensidad nominal deberá situarse en este rango:

$$12 \text{ A} < \text{Intensidad nominal de los fusibles} < 19,2 \text{ A}$$

El interruptor deberá soportar la corriente en condiciones normales de operación y además ser capaz de retrasar un determinado tiempo su actuación en caso de cortocircuito por lo que la intensidad nominal se calculará multiplicando la intensidad máxima permitida por el número de *strings* en paralelos:

$$\text{Intensidad nominal del interruptor} = 12 \text{ A} * 6 \text{ strings} = 72 \text{ A}$$

Ecuación 32. Intensidad nominal del interruptor.

Teniendo en cuenta la tensión y la intensidad nominal de la línea, el interruptor se seleccionará con tensión e intensidad nominales superiores, por ejemplo de tensión nominal 500 V e intensidad nominal 80 A.

5.13.2.- PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA

Se instalará un interruptor manual general para toda la instalación y además se instalarán 5 interruptores magnetotérmicos, uno por cada una de las 5 líneas de salida de los inversores.

La principal función del interruptor manual es la de proteger a las personas de la instalación, permitiendo que estas puedan realizar la conexión o desconexión de esta fácilmente si así lo requieren, por otra parte, los interruptores magnetotérmicos están destinados a la protección de los componentes de la instalación por lo que su desconexión será automática en caso de detectar alguna anomalía en los circuitos eléctricos.

El interruptor manual deberá soportar las condiciones normales de operación de la planta, y al igual que el interruptor de protección de corriente continua, deberá contar con un tiempo de retraso de actuación para soportar un determinado tiempo de cortocircuito.

$$\text{Intensidad nominal de la línea } (I_n) = n^{\circ} \text{ de strings en paralelo} * I_{sc}$$

$$\text{Intensidad nominal línea} = 6 * 9,99 \text{ A} \approx 60 \text{ A}$$

Ecuación 33. Intensidad nominal de la línea.

La intensidad máxima del *string* será un 20% superior a la intensidad nominal de la línea:

$$\text{Intensidad máxima string} = 60 \text{ A} * 1,2 = 72 \text{ A}$$

Ecuación 34. Intensidad máxima string.

La intensidad nominal del interruptor manual se encontrará en el rango:

$$60 \text{ A} < \text{Intensidad nominal del interruptor manual} < 72 \text{ A}$$

A la salida de cada inversor de red se instalará un interruptor magnetotérmico y para determinar la intensidad nominal del interruptor es necesario conocer la intensidad nominal de la línea por la Ecuación 35.

$$I = \frac{P}{V * \sqrt{3} * \cos(\varphi)} = \frac{30000 \text{ W}}{400 \text{ V} * \sqrt{3} * 0,99} = 43,3 \text{ A}$$

Ecuación 35. Intensidad nominal de la línea.

En esta ecuación las variables hacen referencia a las características del inversor:

- P: potencia nominal del inversor 30 kW.
- V: tensión de salida en AC 400V.
- Cos (φ): factor de potencia superior a 0,99

La intensidad máxima admisible de circulación por el *string* es un 20% superior a esta intensidad calculada por lo que:

$$\text{Intensidad máxima string} = 43,3 \text{ A} * 1,2 = 51,96 \text{ A}$$

Ecuación 36. Intensidad máxima string.

El interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad nominal tal que:

$$43,3 \text{ A} < \text{Intensidad nominal del interruptor magnetotérmico} < 51,96 \text{ A}$$

6.- ANÁLISIS DE LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA SOLAR

Durante la vida útil de la instalación solar hay diversos costes que hay que tener en cuenta ya sean costes directos como el coste de compra de los productos o indirectos como el coste del mantenimiento a lo largo de ese determinado periodo de tiempo.

El coste de ciclo de vida o *life cost cycle* (LCC) (26) es una herramienta que suma todos estos costes y para la instalación solar que se diseña en este proyecto se plantea una vida útil de 25 años.

A continuación se muestra una lista con todos los costes (directos e indirectos) que se tendrán en cuenta para el cálculo final del coste de ciclo de vida.

- C_{inv}: coste de compra.
- C_{inst}: coste de instalación.
- C_{med}: coste medioambiental.

- C_{mant} : coste de mantenimiento.
- C_f : coste final o de desmantelamiento de la instalación.

$$LCC (\text{€}) = C_{inv} + C_{inst} + C_{med} + C_{mant} + C_f$$

Ecuación 37. LCC.

6.1.- COSTE DE INVERSIÓN

Este coste se trata del precio inicial de compra de los componentes de la instalación. El análisis para la selección de estos componentes se ha llevado a cabo en los apartados anteriores de este proyecto y ofrecen una visión de la inversión inicial que será necesaria para la construcción de la instalación fotovoltaica.

Por otra parte se detalla el coste del terreno así como el vallado perimetral de la parcela donde se construirá la planta solar.

También se debe incluir en este apartado el sueldo que recibiría un técnico que se dedique a la realización del análisis y la selección de los componentes y el visado para el Colegio de Ingenieros. Todo ello se fija en 2500 €.

También se incluye el sueldo de 9000 € para el ingeniero encargado de la supervisión de la obra, el vallado del perímetro de la instalación, el coste de seguros de construcción de 2000 € y el coste de los permisos necesarios para llevar a cabo la obra de 9000 €.

El precio de la licencia de la obra se fija en 6000 € y se calcula como un 2% de la inversión inicial de la obra. A este coste se le añade el boletín eléctrico y la tasa de legalización de la industria lo que equivale a un total de 6350 € en permisos y licencias.

Reparto de costes de inversión

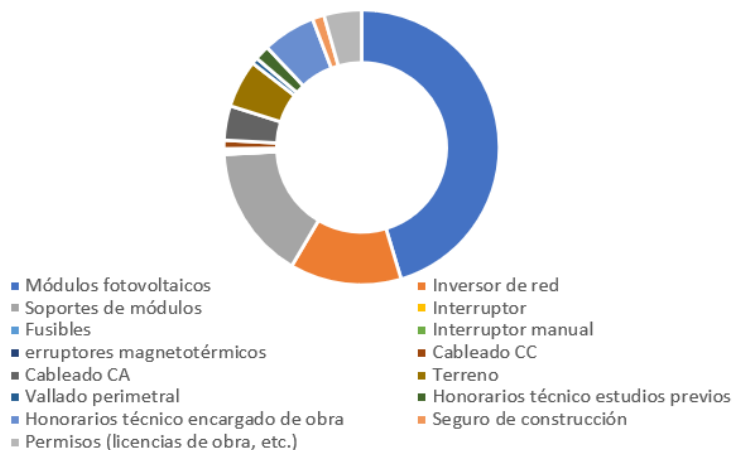


Tabla 24.- Reparto de costes de inversión.

COSTES DE MATERIALES		Coste unitario	Nº de unidades	Total (€)
Tecnología fotovoltaica				
	Módulos fotovoltaicos	198 €/u	330	65.340,0
	Inversor de red	3776 €/u	5	18.880,0
	Soportes de módulos	1510 €/u	15	22.650,0
Elementos de protección CC				
	Interruptor	55 €/u	1	55,0
	Fusibles	7,5 €/u	60	450,0
Elementos de protección CA				
	Interruptor manual	277 €/u	1	277,0
	Interruptor magnetotérmico	31,74 €/u	5	158,7
Cableado CC		3,96 €/m	360 m	1.425,6
Cableado CA		34,5 €/m	169 m	5.830,5
				115.066,80 €
COSTE DEL TERRENO				
Terreno		1,5 €/m ²	5380 m ²	8.070,0
Vallado perimetral		3,5 €/m	301,22 m	1.054,3
				9.124,27 €
COSTES LICENCIAS, HONORARIOS Y PERMISOS				
Honorarios técnico estudios previos y visado				2.500,0
Honorarios técnico encargado de obra				9.000,0
Seguro de construcción				2.000,0
Permisos (licencias de obra, etc.)				
Licencia de obra				6.000,0
Boletín eléctrico				100,0
Tasa legalización Industria (JCCLM)				250,0
				19.850,00 €
COSTE DE INVERSIÓN				144.041,07 €

Tabla 25. Costes de inversión.

6.2.- COSTE DE INSTALACIÓN

En el coste de instalación se incluye la mano de obra necesaria para la instalación de los componentes de la planta solar con un coste de 20 €/h.

Se calcula este coste con la instalación y conexión de 1 *string* cada dos días por una cuadrilla compuesta por 4 operarios con una jornada laboral de 8 h.

El número total de *strings* a instalar es 15 por lo que el periodo de instalación tendrá una duración de 30 días.

En la Tabla 25 se recoge el coste de instalación con la mano de obra y la maquinaria a emplear.

COSTES DE INSTALACIÓN		Cantidad	Precio	Tiempo	Total (€)
Mano de obra					
	Operarios	4	20 €/h	8 h * 30 días	19200
Maquinaria					
	Alquiler hincadora	1	300 €/día	30 días	9000
COSTE DE INSTALACIÓN					28.200,00 €

Tabla 26. Costes de instalación.

6.3.- COSTE DE MANTENIMIENTO

Fijar un coste anual de mantenimiento es indispensable para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación a lo largo de su vida útil.

Para calcular el coste total de mantenimiento a lo largo de los 25 años se debe estimar un coste anual de mantenimiento para el primer año de funcionamiento posterior a la instalación de la planta solar. A partir de ese año, el desgaste de los componentes a lo largo del tiempo hará que este coste se incremente según pasan los años.

La estimación del primer coste de mantenimiento se fija en 1500 €. Hasta llegar al quinto año de funcionamiento de la instalación se propone un incremento del 2,5% de este coste. Desde el sexto año de funcionamiento de la planta solar se propone un incremento del 5% por los 5 años siguientes. Para los últimos 10 años de funcionamiento de la planta solar se propone un incremento anual de este coste del 10%.

El coste total de mantenimiento a lo largo de los 25 años de vida útil de la instalación queda reflejado en la Tabla 26.

AÑO	Incremento del coste de mantenimiento (%)	Total (€)
Año de instalación		
Año 1		1500
Año 2	2,5	1537,5
Año 3	2,5	1575,94
Año 4	2,5	1615,34
Año 5	2,5	1655,72
Año 6	5	1738,51
Año 7	5	1825,43
Año 8	5	1916,70
Año 9	5	2012,54
Año 10	5	2113,16
Año 11	10	2324,48
Año 12	10	2556,93
Año 13	10	2812,62
Año 14	10	3093,88
Año 15	10	3403,27
Año 16	10	3743,60
Año 17	10	4117,96
Año 18	10	4529,75
Año 19	10	4982,73
Año 20	10	5481,00
Año 21	10	6029,10
Año 22	10	6632,01
Año 23	10	7295,22
Año 24	10	8024,74
Año 25	10	8827,21
COSTE MANTENIMIENTO		91.345,35 €

Tabla 27. Costes de mantenimiento.

6.4.- COSTE MEDIOAMBIENTAL

Estos costes comúnmente están constituidos por el valor de licencias y fianzas para asegurar la preservación del medioambiente en la zona de la instalación.

Es por ello que se atribuye un coste medioambiental en el momento de la instalación de la planta solar y otro en el momento de su cierre o retirada al finalizar su vida útil. Este precio se fija en 12000 € y al tratarse de una fianza será devuelto si no se causa ningún daño tanto en la instalación como en la retirada de la planta por lo que este coste como se supone que será devuelto no se tendrá en cuenta en la Tabla 32 del flujo de caja.

	Total (€)
Año de instalación	12000
Año de retirada	12000
COSTE MEDIOAMBIENTAL	24.000 €

Tabla 28. Costes medioambientales.

6.5.- COSTE DE DESMANTELAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Este apartado refleja los costes del desmantelamiento de los componentes de la instalación fotovoltaica y su infraestructura.

La retirada de la planta solar cuenta con 3 principales fases: el desmantelamiento de los componentes, la reforestación y habilitación del terreno ocupado por la planta solar y la administración de los materiales retirados.

En la fase 1 se tendrá en cuenta el mismo coste de la mano de obra que en la instalación de los componentes con el alquiler de la maquinaria incluida que en el apartado 6.1 consta de 28200 €. El coste de la fase 1 englobará el desmontaje de los componentes de la planta solar y del vallado perimetral.

En la fase 2 se tiene en cuenta el relleno de las zanjas donde se han encontrado hincados los soportes de los módulos fotovoltaicos así como las zanjas por las que han circulado los cables de la instalación. El hueco dejado en el terreno por los soportes hincados es despreciable respecto a las zanjas de cableado, que son las que se tendrán en cuenta para el cálculo del volumen de tierra a rellenar.

Estas zanjas tendrán una profundidad de 0,6 m y una anchura de 0,4 m por lo que teniendo en cuenta la longitud total de cableado de 529 m que se obtiene de la Tabla 22 se calcula el volumen de terreno a rellenar:

$$\text{Volumen de tierra a rellenar} = 529 \text{ m} * 0,6 * 0,4 = 126,96 \text{ m}^3$$

Ecuación 38. Volumen de tierra a rellenar.

Para calcular el coste de la tercera fase es necesario hallar el peso total de los materiales que serán llevados al gestor de residuos.

El volumen de un panel solar es aproximadamente de 0,1 m³ que multiplicado por el número total de paneles de 330 equivale a un volumen de 33 m³.

Por otra parte, el volumen de los soportes es de aproximadamente 1,76 m³ y debido a que la instalación cuenta con 15 soportes, el volumen total es de 26,4 m³.

Teniendo en cuenta el volumen total de los soportes y los módulos calculados anteriormente de 60 m³ y la densidad del aluminio de 2,7 g/cm³ se calcula un total de 162000 kg de aluminio.

La parte del soporte que penetra en el terreno está compuesta por acero por lo que si se tiene en cuenta la existencia de 12 hincas por soporte de las cuales las 6 anteriores tienen una longitud de 1,9 m y las 6 posteriores de 2,5 m y que el número total de soportes es 15 se pueden calcular los kg totales de acero en la instalación.

La hinka tiene una sección cuadrada de 10 cm cada lado con un grosor de 5 mm por lo que su sección será de 0,002 m², por ello el volumen de cada hinka anterior será

aproximadamente de $0,0038 \text{ m}^3$ mientras que las hincas posteriores tendrán un volumen aproximado de $0,005 \text{ m}^3$.

El número total de hincas de cada tipo es de 90. La densidad media del acero es de 7850 kg/m^3 por lo que se obtendría un total de $6217,2 \text{ kg}$ de acero.

El cobre del cableado de la instalación es otro de los principales materiales a tener en cuenta. En el apartado 5.11 se muestra en la Tabla 22 la sección y longitud del cableado.

El cableado de corriente continua tiene una sección de 25 mm^2 que multiplicado por una longitud de 360 m equivalen a $0,009 \text{ m}^3$ de cobre.

El cableado de corriente alterna tiene una sección de 16 mm^2 que multiplicado por una longitud de 169 m equivalen a $0,002 \text{ m}^3$ de cobre.

El volumen total de cobre es de $0,011 \text{ m}^3$ y al multiplicarlo por la densidad del cobre ($8,96 \text{ g/cm}^3$) se obtienen $98,62 \text{ kg}$ de cobre.

Para gestionar los residuos se contratará a un gestor autorizado para que lleve los materiales retirados a su planta para valorización. Se estima un coste de gestión de residuos que incluye el transporte de 24 €/t .

En la Tabla 28 se muestra el coste de desmantelamiento de la instalación:

COSTE DESMANTELAMIENTO	Coste	Cantidad	Total (€)
Etapas 1			
Desmontaje de los componentes			28200
Retirada del vallado perimetral			
Etapas 2			
Relleno de zanjas	15 €/m ³	126,96 m ³	1904,4
Etapas 3			
Administración de materiales	24 €/tn	168315,8 kg	4039,57
COSTE DE DESMANTELAMIENTO 34.143,97 €			

Tabla 29. Coste de desmantelamiento de la instalación.

Tras sumar todos los costes que han sido detallados previamente se halla el valor del LCC:

	$LCC (\text{€}) = C_c + C_i + C_{med} + C_m + C_f$
COSTES	
COSTE DE COMPRA	144.041,07 €
COSTE DE INSTALACIÓN	28.200,00 €
COSTE MEDIOAMBIENTAL	24.000,00 €
COSTE DE MANTENIMIENTO	91.345,35 €
COSTE DE DESMANTELAMIENTO	34.143,97 €
	LCC = 321.730,39 €

Tabla 30. LCC.

7.- ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico es imprescindible para determinar si la propuesta del proyecto es rentable y por tanto llevarse a cabo.

Es necesario realizar un estudio del coste total que supondría la construcción de la instalación fotovoltaica de forma que se obtenga el valor de la inversión inicial que requiere el proyecto.

El último paso será determinar la rentabilidad del proyecto atendiendo a los beneficios que se obtendrán, los gastos que se producirán y la recuperación de la inversión inicial.

7.1.- PRESUPUESTO

En la Tabla 30 se resumen los costes a tener en cuenta para el desembolso inicial que da comienzo a la construcción del proyecto.

Se realiza una distinción de 3 bloques en la tabla:

- Presupuesto de Ejecución Material (PEM) (27): para calcularlo se tienen en cuenta los costes de los materiales, el terreno sobre el que se construye y los costes de instalación.
- Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) (27): el PEC determina el valor real final de la construcción de la obra que fijaría la empresa constructora. Su cálculo se realiza aplicando un 13 % y un 6 % sobre el PEM respectivamente por gastos generales (GG) y beneficio industrial (BI).
- Presupuesto Base de Licitación (PBL) (28): es el límite máximo de gasto que en virtud del contrato puede comprometer el órgano de contratación, incluido el Impuesto sobre el Valor Añadido.

RESUMEN DEL PRESUPUESTO	
COSTES DE MATERIALES	115.066,80 €
COSTE DEL TERRENO	9.124,27 €
COSTES DE INSTALACIÓN	28.200,00 €
PRESUPUESTO EJEC. MATERIAL (PEM)=	152.391,07 €
GASTOS GENERALES (GG) 13%	19.810,84 €
BENEFICIO INDUSTRIAL (BI) 6 %	9.143,46 €
PRESUPUESTO EJEC. POR CONTRATA (PEC)=	181.345,37 €
COSTES LICENCIAS, HONORARIOS Y PERMISOS	19.850,00 €
IVA (21%)	38.082,53 €
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN (PBL)=	239.277,90 €

Tabla 31. Resumen del presupuesto.

7.2.- RENTABILIDAD

Para llevar a cabo el estudio de la rentabilidad del proyecto se representa en la Tabla 31 el flujo de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación determinados previamente.

En la tabla se incluye como ingresos la cantidad de energía suministrada por la instalación fotovoltaica al precio de la electricidad del mercado (actualmente fijado en 148 €/MWh) con una inflación anual del 3%. Estos ingresos se deben a que gracias a la generación de energía solar, esta cantidad de electricidad no necesita ser suministrada por la línea eléctrica.

Como costes se incluye la inversión inicial cuya amortización se reparte en 13 años, el mantenimiento, el coste de desmantelamiento que se incluye en el año 25 al ser este el último año de vida útil de la instalación y el Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) (29) el cual es un tributo de naturaleza indirecta que recae sobre el consumo de electricidad y grava, en fase única, el suministro de energía eléctrica para consumo, así como el consumo por los productores de aquella electricidad generada por ellos mismos.

En la Tabla 32 se presenta el flujo de caja con el cálculo del VAN y el TIR, cuyos significados se explican a continuación de la tabla y para los cuales se fija un tipo de interés del 4 %.

€/MWh	148,00 €
INFLACCION IPC	3%

		AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25
GENERACIÓN	MWh		116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	116,31	
PRECIO ENERGÍA	€/MWh		148,00	152,44	157,01	161,72	166,58	171,57	176,72	182,02	187,48	193,11	198,90	204,87	211,01	217,34	223,86	230,58	237,50	244,62	251,96	259,52	267,30	275,32	283,58	292,09	300,85

TOTAL INGRESOS		17.214,03	17.730,45	18.262,36	18.810,23	19.374,54	19.955,78	20.554,45	21.171,08	21.806,22	22.460,40	23.134,21	23.828,24	24.543,09	25.279,38	26.037,76	26.818,89	27.623,46	28.452,17	29.305,73	30.184,90	31.090,45	32.023,16	32.983,86	33.973,37	34.992,57
----------------	--	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

COSTES																										
INVERSIÓN INICIAL	239.277,90																									
MANTENIMIENTO		1.500,00	1.537,50	1.575,94	1.615,34	1.655,72	1.738,51	1.825,43	1.916,70	2.012,54	2.113,16	2.324,48	2.556,93	2.812,62	3.093,88	3.403,27	3.743,60	4.117,96	4.529,75	4.982,73	5.481,00	6.029,10	6.632,01	7.295,22	8.024,74	8.827,21
AMORTIZACIÓN (13 AÑOS)		18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99	18.405,99												
IMPUESTOS ESP. ELECTR (IEE)	5,11%	879,64	906,03	933,21	961,20	990,04	1.019,74	1.050,33	1.081,84	1.114,30	1.147,73	1.182,16	1.217,62	1.254,15	1.291,78	1.330,53	1.370,45	1.411,56	1.453,91	1.497,52	1.542,45	1.588,72	1.636,38	1.685,48	1.736,04	1.788,12
COSTE DESMANTELAMIENTO																										34.143,97

TOTAL COSTES		20.785,63	20.849,52	20.915,14	20.982,53	21.051,75	21.164,24	21.281,76	21.404,54	21.532,83	21.666,88	21.912,63	22.180,54	22.472,77	4.385,66	4.733,80	5.114,04	5.529,52	5.983,66	6.480,25	7.023,45	7.617,83	8.268,40	8.980,69	9.760,78	44.759,30
--------------	--	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	-----------

FC	-239.277,90	-3.571,60	-3.119,07	-2.652,77	-2.172,30	-1.677,21	-1.208,46	-727,31	-233,45	273,39	793,52	1.221,58	1.647,70	2.070,32	20.893,72	21.303,96	21.704,85	22.093,94	22.468,50	22.825,48	23.161,45	23.472,62	23.754,77	24.003,17	24.212,60	-9.766,73
FC ACUMULADO		-3.571,60	-6.690,67	-9.343,45	-11.515,74	-13.192,95	-14.401,42	-15.128,72	-15.362,17	-15.088,79	-14.295,27	-13.073,68	-11.425,99	-9.355,67	11.538,05	32.842,02	54.546,87	76.640,81	99.109,31	121.934,79	145.096,24	168.568,87	192.323,63	216.326,80	240.539,39	230.772,67

K (tipo de interés) =	4,00%
-----------------------	-------

VAN=	-133.907,46
TIR=	-0,183%

Tabla 32. Flujo de caja.

7.2.1.- VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión (30).

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j}$$

Ecuación 39. VAN.

Las variables presentes en la ecuación representan:

- I_0 : la inversión inicial.
- FN : flujo de caja en cada año.
- i : tipo de interés exigido a la inversión.
- n : número de años para el cual se realiza el cálculo.

En este proyecto sale un $VAN = -133907,46$ € por lo que se deduce que la inversión en el proyecto al tipo de interés fijado del 4 % no es rentable.

7.2.2.- TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR determina el porcentaje de beneficio o pérdida que tiene una inversión. Un alto valor de TIR indica un mayor beneficio al llevar a cabo una inversión en un proyecto, por el contrario, un TIR negativo es indicativo de pérdidas al llevar a cabo dicha inversión (30).

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$$

Ecuación 40. TIR.

Las variables de la ecuación del TIR son las mismas que las que aparecen en la ecuación del VAN.

De la misma forma que el VAN, en este caso es el TIR el que determina que la inversión no es rentable debido a que se obtiene un valor negativo equivalente al -0,183 %.

7.2.3.- PERIODO DE RECUPERACIÓN

Cabe destacar que aunque tras el análisis del VAN y el TIR, la inversión en el proyecto no se concluye como rentable, existirá una recuperación de la inversión en el llamado periodo de recuperación.

A continuación en la Tabla 33 queda reflejado el momento en el que se empieza a recuperar la inversión realizada correspondiente con el año 14 de funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

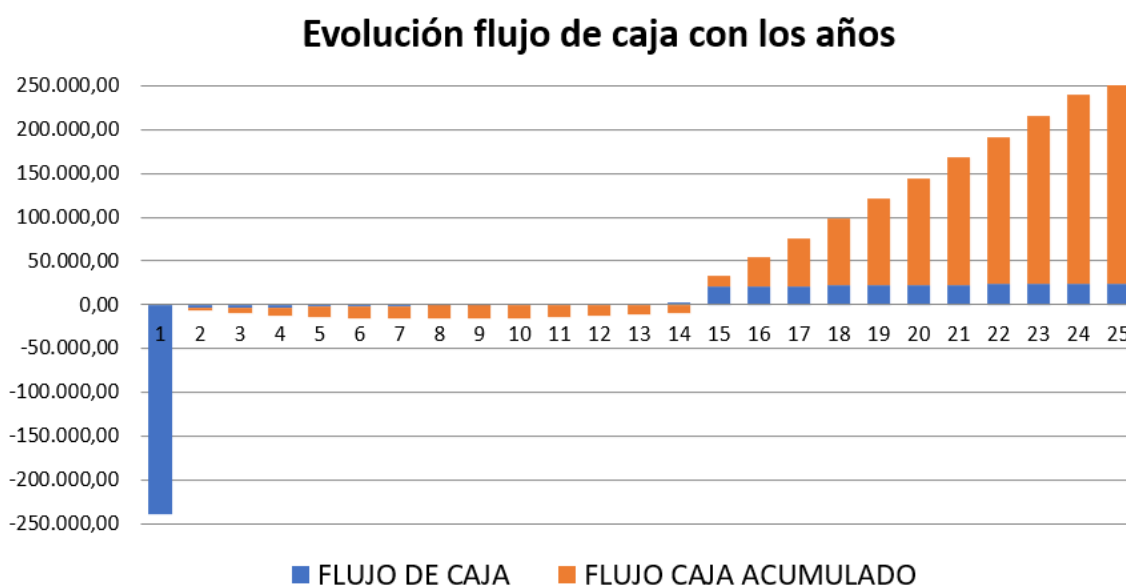


Tabla 33. Evolución del flujo de caja durante el periodo de vida útil.

7.3.- LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE)

El Coste Nivelado de la Energía o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) (31) es un parámetro que permite llevar a cabo comparaciones entre instalaciones generadoras de energía para determinar cuál es óptima, es decir, cual produce una generación energética más económica.

Para su cálculo se dividen los costes a lo largo de la vida útil de la instalación entre su producción energética a lo largo de ese mismo periodo de tiempo.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}}$$

Ecuación 41. LCOE.

Las variables presentes en la Ecuación 41 hacen referencia a:

- I_t : gastos de inversión anuales.
- M_t : costes de mantenimiento anuales.
- F_t : costes de combustibles fósiles, no aplicables en este caso.
- k : tasa de descuento del proyecto fijado en este caso en un 4%.
- n : años de vida útil de la instalación (25 años).

El valor obtenido de **LCOE** para la instalación del proyecto es de **0,09443 %**.

7.4.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En los apartados anteriores donde se lleva a cabo el análisis económico del proyecto se han tomado unos valores estimados tanto del tipo de interés (4%) como de la inflación (3%) en función de los datos macroeconómicos existentes en España en la actualidad.

En este apartado se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad a fin de estudiar distintos escenarios en función de la posible variación de la economía en el país.

A continuación se muestra la Tabla 34 en las que se calcula el VAN y el TIR para los escenarios propuestos.

Se observa como en el cuadro superior hay un caso marcado en verde en el que la inversión en el proyecto sería rentable, esto se debe a que las variables económicas introducidas son un tipo de interés muy bajo, del 1 % mientras que la inflación tiene un valor muy alto 4 %.

TIPO DE INTERÉS K = 1,00%				
INFLACIÓN IPC	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%
VAN	-162.178,78 €	-110.287,65 €	-49.788,01 €	20.853,94 €
TIR	-4,205%	-2,011%	-0,183%	1,437%

TIPO DE INTERÉS K = 2,00%				
INFLACIÓN IPC	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%
VAN	-178.115,38 €	-134.372,00 €	-83.532,44 €	-24.348,88 €
TIR	-4,205%	-2,011%	-0,183%	1,437%

TIPO DE INTERÉS K = 3,00%				
INFLACIÓN IPC	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%
VAN	-191.171,14 €	-154.115,31 €	-111.186,89 €	-61.367,27 €
TIR	-4,205%	-2,011%	-0,183%	1,437%

TIPO DE INTERÉS K = 4,00%				
INFLACIÓN IPC	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%
VAN	-201.873,74 €	-170.330,13 €	-133.907,46 €	-91.771,43 €
TIR	-4,205%	-2,011%	-0,183%	1,437%

Tabla 34. Rentabilidad del proyecto en distintos escenarios económicos. Elaboración propia

8.- CONCLUSIONES

El objetivo de este proyecto era determinar la viabilidad de la construcción de una instalación fotovoltaica que suministrase a la EDAR un porcentaje de la energía necesaria para su funcionamiento con el fin de reducir el consumo eléctrico de la red.

La finalidad era tanto reducir los gastos de consumo eléctrico como el establecimiento de una energía renovable.

La instalación de la planta solar con una superficie total de 5380 m² se realizaría en la parcela adyacente a la EDAR y el estudio técnico realizado en el proyecto determinó la instalación de 5 inversores de red de 20 kW cada uno de ellos conectados a 6 *strings* de 11 módulos fotovoltaicos, lo que equivale a un total de 330 paneles solares de 480 Wp.

Una vez finalizado el estudio técnico se ha llevado a cabo un análisis económico que ha determinado que la inversión realizada sobre el proyecto no es rentable con un valor del VAN de -133907,46 € y un valor del TIR del -0,183 %.

Por tanto se concluye que la construcción de la planta de generación de energía solar no es rentable y la EDAR seguirá abasteciéndose completamente a través de la energía suministrada por la red eléctrica.

9.- BIBLIOGRAFÍA

1. Capacidad mundial de electricidad renovable superará los 4,800 GW para 2026, revela informe de la IEA | Global Energy [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://globalenergy.mx/noticias/alternativas/eolica/capacidad-mundial-de-electricidad-renovable-superara-los-4800-gw-para-2026-revela-informe-de-la-iea/>
2. ¿Cuál es la situación de las energías renovables en España? - Feníe Energía [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://www.fenieenergia.es/cual-es-la-situacion-de-las-energias-renovables-en-espana/>
3. Energías renovables. Ventajas, Inconvenientes | Luz | Aura Energía [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://www.aura-energia.com/ventajas-e-inconvenientes-de-las-energias-renovables/>
4. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Plan de Energías Renovables 2005-2010 [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Plan/Paginas/planRenovables.aspx>
5. Viaintermedia.com. Fotovoltaica - Crece en dos años casi un 500% la energía solar fotovoltaica instalada en España - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.
6. Plan de Energías Renovables 2011-2020 | Idae [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>
7. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
8. Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
9. Funcionamiento de una Estación Depuradora de Aguas Residuales - Aquaducto [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://www.aquaductoingenieria.es/plantilla-de-noticias/>
10. Aireación en EDARs | Formación de ingenieros [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.tecpa.es/aireacion-depuradora-agua-residual-edar/>
11. Célula fotovoltaica | Enel Green Power [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/celula-fotovoltaica>
12. Einzinger M, Wu T, Kompalla JF, Smith HL, Perkinson CF, Nienhaus L, et al. Sensitization of silicon by singlet exciton fission in tetracene. Nature 2019 571:7763 [Internet]. 2019 Jul 3 [cited 2022 Feb 8];571(7763):90–4. Available from: <https://www.nature.com/articles/s41586-019-1339-4>

13. Celdas solares perovskita podrían alcanzar un 31% de eficiencia [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://blog.is-arquitectura.es/2016/07/22/celdas-solares-perovskita-mas-eficientes/>
14. Spain enters the world's top ten for renewable energies - Mecanizados Acebrón [Internet]. [cited 2022 Feb 8]. Available from: <https://acebrongroup.com/en/spain-enters-the-worlds-top-ten-for-renewable-energies/>
15. Legislación fotovoltaica en España (2021) – Censolar [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
16. ¿Qué es la Hora Solar Pico (HSP), para qué sirve y cómo calcularlo? - Efimarket [Internet]. [cited 2022 Mar 29]. Available from: <https://www.efimarket.com/blog/la-hora-solar-pico-hsp-sirve-calcularlo/>
17. La óptima Orientación e inclinación de los paneles solares [Internet]. [cited 2022 Mar 29]. Available from: <https://cpmsolar.com/2019/10/31/encontrar-la-optima-orientacion-e-inclinacion-de-los-paneles-solares/>
18. Seguidores solares: todo lo que hay que saber - Energía ERCAM - Solar fotovoltaica, Lideres en Seguidores Solares [Internet]. [cited 2022 Mar 30]. Available from: <https://ercam.es/seguidores-solares-todo-lo-que-hay-que-saber/>
19. Standard Test Conditions (STC) of a Photovoltaic Panel [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.alternative-energy-tutorials.com/photovoltaics/standard-test-conditions.html>
20. Defect behind early degradation of solar cells revealed. Physics Today. 2019 Jun 21;
21. El efecto PID (Potential Induced Degradation) en paneles solares | Techno Sun - Distribuidor mayorista [Internet]. [cited 2022 Apr 21]. Available from: <https://www.technosun.com/es/blog/efecto-pid-paneles-solares/>
22. 1.5. Inversores conectados a red: tipos [Internet]. [cited 2022 Apr 12]. Available from: http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html
23. What Does Solar “Inverter Clipping” Mean? [Internet]. [cited 2022 May 19]. Available from: <https://newenglandcleanenergy.com/energymiser/2017/11/02/what-does-solar-inverter-clipping-mean/>
24. BOE.es - BOE-A-2019-5089 Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. [Internet]. [cited 2022 Mar 29]. Available from: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>
25. BOE.es - BOE-A-1978-2423 Orden de 19 de diciembre de 1977 sobre modificación parcial y ampliación de las instrucciones complementarias MI. BT. 004, 007 y 017, anexas al vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1978-2423>
26. Life cycle costing - GPP - Environment - European Commission [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://ec.europa.eu/environment/gpp/lcc.htm>

27. BOE.es - BOE-A-1987-17746 Real Decreto 982/1987, de 5 de junio, por el que se da nueva redacción a los artículos 67 y 68 del Reglamento General de Contratación del Estado. [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1987-17746>
28. Valor estimado, presupuesto base y precio de la licitación: tres conceptos que no pueden confundirse - [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://administrativando.es/valor-estimado-presupuesto-base-y-precio-de-la-licitacion-tres-conceptos-que-no-pueden-confundirse/>
29. Impuesto especial sobre la electricidad - Impuestos especiales - Impuestos - Empresas - Tus derechos y obligaciones en la UE - Tu espacio europeo - Punto de Acceso General [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: https://administracion.gob.es/pag_Home/va/Tu-espacio-europeo/derechos-obligaciones/empresas/impuestos/especiales/electricidad.html
30. VAN y TIR, dos herramientas para la viabilidad y rentabilidad de una inversión [Internet]. [cited 2022 Jun 17]. Available from: <https://www.obsbusiness.school/blog/van-y-tir-dos-herramientas-para-la-viabilidad-y-rentabilidad-de-una-inversion>
31. Levelized Cost of Energy (LCOE).

- ANEXOS -

CONSUMO ELÉCTRICO DE LA EDAR

Potencias EDAR ARCOS.	UNIDADES			POTENCIAS						
	Instalados	Funcionando	Reserva	Motor	Absorbida	Instalada	Simultanea	T.Absorbida	Horas	Consumos
POZO DE GRUESOS.										
Polipasto elevación cuchara.	1	1	0	1,80	1,00	1,80	1,80	1,00	1,00	1,00
Polipasto traslación cuchara.	1	1	0	1,20	0,80	1,20	1,2	0,80	1,00	0,80
Cuchara bivalva.	1	1	0	3,00	1,80	3,00	3	1,80	1,00	1,80
Medidor ultrasónico de nivel.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
EQUIPO COMPACTO.TAMIZADO										
Tamiz de desbaste de finos.	1	1	0	1,50	1,10	1,50	1,50	1,10	6,00	6,60
EQUIPO COMPACTO.DESARENADOR.										
Tornillo sin fin horizontal.	1	1	0	0,55	0,30	0,55	0,55	0,30	6,00	1,80
Tornillo sin fin vertical.	1	1	0	1,10	0,90	1,10	1,10	0,90	6,00	5,40
EQUIPO COMPACTO.DESENGRASADOR.										
Rasqueta.	1	1	0	0,12	0,10	0,12	0,12	0,10	6,00	0,60
EQUIPO COMPACTO.DESEMULSIONADO.										
Compresor.	1	1	0	3,00	1,10	3,00	3,00	1,10	12,00	13,20
EQUIPO COMPACTO.SISTEMA DE LIMPIEZA										
Electroválvulas.	2	2	0	0,07	0,07	0,14	0,14	0,14	6,00	0,84
MEDICIÓN DE CAUDAL A TANQUE TORMENTAS.										
Medidor electromagnético de caudal.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
DECANTADOR DE PLUVIALES. TANQUE TORMENTAS.										
Puente decantador.	1	1	0	0,22	0,18	0,22	0,22	0,18	1,00	0,18
MEDICIÓN Y REGULACION DE CAUDAL A BIOLÓGICO.										
Válvula motorizada de regulación.	1	1	0	0,25	0,15	0,25	0,25	0,15	6,00	0,90
Medidor electromagnético de caudal.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
TRATAMIENTO BIOLÓGICO.										
Rotor de aireación	2	2	0	22,00	18,00	44,00	44,00	36,00	14,00	504,00
Agitador reactor.	2	2	0	1,40	0,90	2,80	2,8	1,80	24,00	43,20
ELIMINACIÓN DE FOSFORO.										
Bomba dosificadora de cloruro férrico.	2	1	1	0,12	0,12	0,24	0,12	0,12	1,00	0,12
Sondas de nivel cuba.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	1,00	0,07
BOMBEO DE VACIADOS.										
Bomba sumergible.	2	2	0	2,20	1,38	4,40	4,40	2,76	1,00	2,76
Sondas de nivel.	3	3	0	0,07	0,07	0,21	0,21	0,21	1,00	0,21
DECANTADOR SECUNDARIO.										24
Puente decantador.	2	2	0	0,22	0,18	0,44	0,44	0,36	1,00	0,36
MEDICIÓN DE CAUDAL AGUA TRATADA										
Medidor de caudal ultrasónico.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
BOMBEO DE RECIRCULACIÓN DE FANGOS.										
Bomba sumergible.	3	2	1	1,30	0,45	3,90	2,60	0,90	16,00	14,40
Sondas de nivel.	3	3	0	0,07	0,07	0,21	0,21	0,21	24,00	5,04
MEDICIÓN DE CAUDAL FANGO RECIRCULADO.										
Medidor electromagnético de caudal.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
BOMBEO DE FLOTANTES.										
Bomba sumergible.	2	1	1	1,30	0,70	2,60	1,30	0,70	1,00	0,70
Sondas de nivel.	3	3	0	0,07	0,07	0,21	0,21	0,21	1,00	0,21
BOMBEO DE FANGOS BIOLÓGICOS EXCESO.										
Bomba sumergible.	2	1	1	1,30	0,56	2,60	1,30	0,56	6,00	3,36
Sondas de nivel.	3	3	0	0,07	0,07	0,21	0,21	0,21	6,00	1,26
MEDICIÓN DE CAUDAL FANGO BIOLÓGICO EXCESO.										
Medidor electromagnético de caudal.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
ESPESADOR DE FANGOS.										
Mecanismo espesador.	1	1	0	0,22	0,18	0,22	0,22	0,18	24,00	4,32
Medidor ultrasónico de nivel.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
BOMBEO EXTRACCIÓN DE FANGOS ESPESADOS.										
Bomba tornillo helicoidal.	2	1	1	0,75	0,39	1,50	0,75	0,39	6,00	2,34
Medidor electromagnético de caudal.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
ACONDICIONAMIENTO QUÍMICO DEL FANGO A DESHIDRATAR.										
Equipo automático de polielectrolito.Agitadores	2	2	0	0,37	0,18	0,74	0,74	0,36	6,00	2,16
Equipo automático de polielectrolito.Dosificador	1	1	0	0,18	0,10	0,18	0,18	0,10	6,00	0,60
Bomba dosificadora.	2	1	1	0,37	0,06	0,74	0,37	0,06	6,00	0,36
EQUIPOS DE DESHIDRATACIÓN.										
Centrifuga de fangos.Motor accionamiento.	1	1	0	11,00	7,50	11,00	11,00	7,50	6,00	45,00
Centrifuga de fangos.Motor rascador de fangos.	1	1	0	4,00	2,20	4,00	4,00	2,20	6,00	13,20
BOMBEO DE FANGOS DESHIDRATADOS.										
Bomba tornillo helicoidal.	1	1	0	3,00	0,61	3,00	3,00	0,61	6,00	3,66
Compuerta motorizada de tolva.	1	1	0	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	1,00	0,10
Medidor electromagnético de caudal.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
Medidor ultrasónico de nivel tolva.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
TORRE DE DESODORIZACIÓN										
Ventilador	1	1	0	18,50	11,00	18,50	18,50	11,00	6,00	66,00
GRUPO PRESIÓN SERVICIOS AUXILIARES.										
Bomba Grupo presión.	2	1	1	1,13	0,94	2,26	1,13	0,94	2,00	1,88
RED DE AIRE COMPRIMIDO.										
Motocompresor.	1	1	0	1,10	0,92	1,10	1,10	0,92	1,00	0,92
Secador frigorífico.	1	1	0	1,00	0,83	1,00	1,00	0,83	1,00	0,83

INSTRUMENTACIÓN.										
Equipo medida de O2.	2	2	0	0,07	0,07	0,14	0,14	0,14	24,00	3,36
Equipo medida de redox.	2	2	0	0,07	0,07	0,14	0,14	0,14	24,00	3,36
Equipo medida de pH.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
Equipo medida conductividad.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
Equipo medida turbidez.	1	1	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	24,00	1,68
Autómata.	1	1	0	0,30	0,30	0,30	0,3	0,30	24,00	7,20
Variadores de frecuencia.	1	1	0	0,50	0,50	0,50	0,5	0,50	6,00	3,00
ALUMBRADOS.										
Alumbrado interior.	1	1	0	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	8,00	12,16
Alumbrado exterior.	1	1	0	1,44	1,44	1,44	1,44	1,44	8,00	11,48
Fuerza y usos varios.	1	1	0	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	8,00	24,00
TOTALES									664,00	836,58

Potencia Instalada:	127,06	KW.
Potencia simultánea:	120,79	KW.
Potencia absorbida:	84,82	KW.
Coefficiente simultaneidad:	85	%
Potencia a contratar:	72,09	KW.
Factor de potencia:	0,80	
Potencia aparente maxima:	128,33	KVA
Factor de mayoración:	15	%
Potencia aparente mayorada:	147,58	KVA
Transformadores:		
Potencia unitaria normalizada del transformador:	160,00	KVA

TABLA DE FACTOR DE CORRECCIÓN “K” PARA SUPERFICIES INCLINADAS

Latitud = 38°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.11	1.08	1.05	1.02	1.02	1.03	1.05	1.09	1.14	1.16	1.16
15	1.19	1.15	1.11	1.06	1.03	1.01	1.03	1.07	1.13	1.19	1.23	1.22
20	1.24	1.19	1.13	1.07	1.02	1.01	1.02	1.07	1.15	1.24	1.3	1.29
25	1.28	1.22	1.14	1.07	1.01	.99	1.01	1.08	1.17	1.28	1.35	1.34
30	1.31	1.24	1.15	1.06	.99	.97	.99	1.07	1.18	1.31	1.4	1.38
35	1.34	1.25	1.15	1.04	.96	.94	.97	1.05	1.19	1.34	1.43	1.42
40	1.36	1.26	1.14	1.02	.93	.9	.93	1.03	1.18	1.35	1.46	1.45
45	1.37	1.26	1.13	.99	.89	.86	.89	1	1.17	1.36	1.48	1.47
50	1.37	1.25	1.1	.96	.85	.81	.85	.97	1.15	1.35	1.49	1.48
55	1.36	1.23	1.07	.91	.8	.75	.8	.92	1.12	1.34	1.49	1.48
60	1.35	1.21	1.04	.86	.74	.69	.74	.87	1.08	1.32	1.48	1.47
65	1.33	1.18	.99	.81	.68	.63	.68	.82	1.04	1.29	1.46	1.45
70	1.29	1.14	.94	.75	.61	.56	.61	.76	.98	1.25	1.43	1.42
75	1.25	1.09	.89	.69	.54	.49	.54	.69	.93	1.2	1.39	1.39
80	1.21	1.04	.83	.62	.47	.42	.47	.62	.86	1.14	1.34	1.34
85	1.15	.98	.76	.55	.4	.34	.39	.55	.79	1.08	1.29	1.29
90	1.09	.91	.69	.47	.32	.26	.31	.47	.72	1.01	1.22	1.23

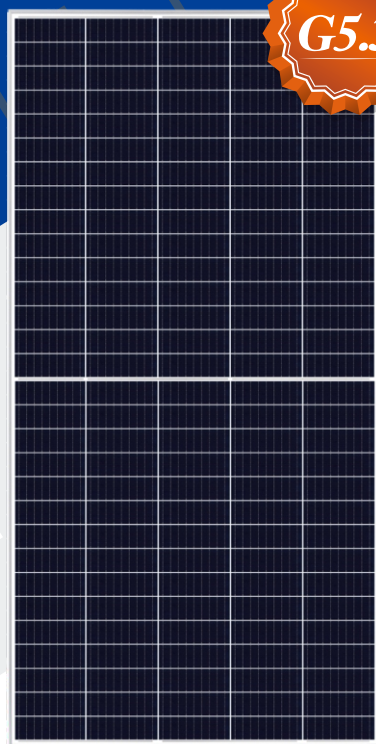
Latitud = 39°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.09	1.08
10	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.1	1.14	1.17	1.16
15	1.19	1.16	1.11	1.07	1.03	1.02	1.03	1.07	1.13	1.2	1.24	1.23
20	1.25	1.2	1.14	1.07	1.03	1.01	1.03	1.08	1.16	1.25	1.31	1.29
25	1.29	1.23	1.15	1.07	1.02	1	1.02	1.08	1.18	1.29	1.36	1.35
30	1.33	1.25	1.16	1.07	1	.97	1	1.08	1.19	1.33	1.41	1.4
35	1.35	1.27	1.16	1.05	.97	.94	.98	1.06	1.2	1.35	1.45	1.43
40	1.37	1.27	1.15	1.03	.94	.91	.94	1.04	1.19	1.37	1.48	1.46
45	1.38	1.27	1.14	1	.9	.87	.9	1.01	1.18	1.37	1.5	1.48
50	1.39	1.26	1.12	.97	.86	.82	.86	.98	1.16	1.37	1.51	1.5
55	1.38	1.25	1.09	.93	.81	.77	.81	.94	1.13	1.36	1.51	1.5
60	1.37	1.22	1.05	.88	.75	.71	.75	.89	1.1	1.34	1.51	1.49
65	1.35	1.19	1.01	.83	.69	.65	.69	.83	1.05	1.31	1.49	1.47
70	1.32	1.15	.96	.77	.63	.58	.63	.77	1	1.27	1.46	1.45
75	1.28	1.11	.91	.7	.56	.51	.56	.71	.95	1.23	1.42	1.41
80	1.23	1.06	.84	.64	.49	.43	.48	.64	.88	1.17	1.37	1.37
85	1.18	1	.78	.56	.41	.35	.41	.56	.81	1.11	1.32	1.32
90	1.12	.93	.71	.49	.33	.28	.33	.49	.74	1.04	1.25	1.26

FICHA TÉCNICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



HIGH PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE PERC MODULE



RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC

Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599

E-mail: marketing@risenenenergy.com Website: www.risenenergy.com



Preliminary
For Global Market

RSM150-8-480M-505M

150 CELL

Mono PERC Module

480-505Wp

Power Output Range

1500VDC

Maximum System Voltage

20.6%

Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES



Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing



Industry leading lowest thermal co-efficient of power



Industry leading 12 years product warranty



Excellent low irradiance performance



Excellent PID resistance



Positive tight power tolerance



Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product



Module Imp binning radically reduces string mismatch losses



Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements

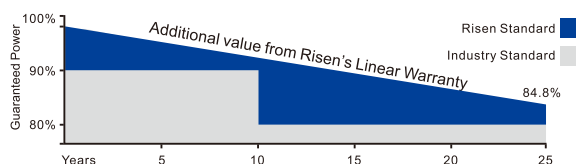


Certified to withstand severe environmental conditions

- ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
- ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
- ♦ Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

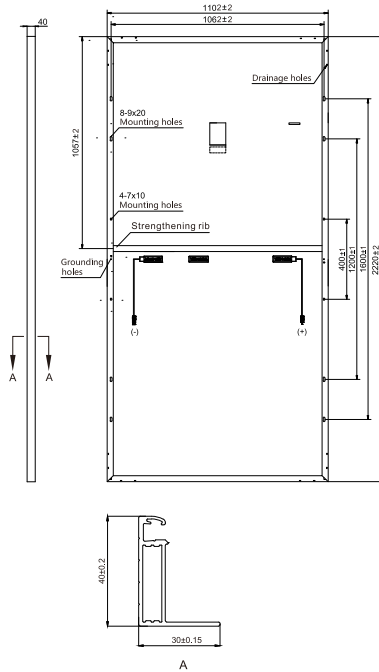
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



★ Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

Dimensions of PV Module

Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM150-8-480M	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M	RSM150-8-505M
Rated Power in Watts-P _{max} (W _p)	480	485	490	495	500	505
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.13	50.35	50.57	50.79	51.01	51.23
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	12.18	12.25	12.32	12.39	12.46	12.53
Maximum Power Voltage-V _{mpp} (V)	42.00	42.22	42.44	42.66	42.88	43.10
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	11.44	11.50	11.56	11.62	11.68	11.74
Module Efficiency (%) ★	19.6	19.8	20.0	20.2	20.4	20.6

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

★ Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM150-8-480M	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M	RSM150-8-505M
Maximum Power-P _{max} (W _p)	363.8	367.7	371.5	375.4	379.3	383.2
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	46.62	46.83	47.03	47.23	47.44	47.64
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	9.99	10.05	10.10	10.16	10.22	10.27
Maximum Power Voltage-V _{mpp} (V)	38.98	39.18	39.38	39.59	39.79	40.00
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	9.34	9.38	9.43	9.48	9.53	9.58

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline 210×70mm
Cell configuration	150 cells (5×15+5×15)
Module dimensions	2220×1102×40mm
Weight	28kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+) 270mm, Negative(-) 270mm
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.05%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.36%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

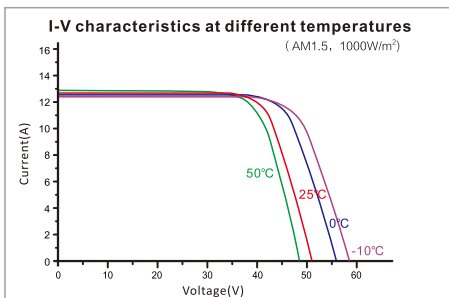
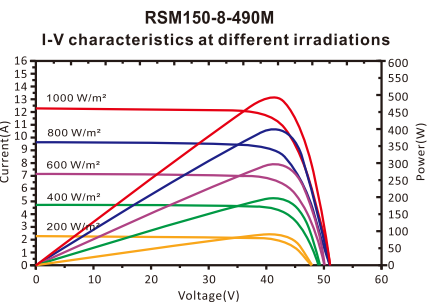
PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	540
Number of modules per pallet	27
Number of pallets per container	20
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	2250×1130×1240
Box gross weight[kg]	810

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners:

FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR DE RED



Three Phase & Dual MPPT SIRIO 30KTL

Intelligent, Reliable & Ultimately Efficient

Application: Large-scale Industrial and Commercial Sites



High Efficiency

- ◆ Max efficiency 98.5%, European efficiency 98.0%
- ◆ Four independent MPPT to reduce solar panel power loss
- ◆ ECO mode (patent technology) to improve power generation capacity



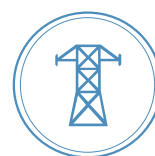
Secured Reliability

- ◆ Integrated type II DC/AC surge protection to guarantee security
- ◆ Top-ranking high quality components to guarantee the long product service life



Intelligent Maintenance

- ◆ Small size with aluminum enclosure and easy for installation
- ◆ Intelligent one key self-test for grid connection
- ◆ Intelligent Multiple-string level failure detection for fast fault positioning



Excellent Grid Compatibility

- ◆ Advanced grid impedance algorithm to support parallel operation with multiple devices at large-scale power stations
- ◆ Real-time grid dispatching to meet grid-connection requirements
- ◆ Extremely low current harmonics without affecting grid quality

Model	SIRIO 30.0
Efficiency	
Max. Efficiency	98.20%
European Efficiency	97.70%
Input (PV)	
Max. Input Voltage	1000V
Rated Input Voltage	620V
Max. Input Current	2*37.5A
Max.Short Circuit Current	84A(2*42A)
Start Input Voltage/ Min. Operating Voltage	250V/180V
MPPT Operating Voltage Range	180V-950V
MPPT Operating Voltage Range (Full.Load)	480V-800V
Max. Number of PV Strings	6(3/3)
No. of MPPTs	2
Output (Grid)	
Rated AC Active Power	30,000W
Max. AC Apparent Power	33,000VA
Max. AC Active Power (PF=1)	33,000W
Max. AC Output Current	3*48A
Rated AC Voltage	380V/400V,3W+N+PE
AC Voltage Range*	277V-520V(adjustable)
Rated Grid Frequency	50Hz/60Hz
Grid Frequency Range**	45Hz-55Hz/55Hz-65Hz
THDI	<3% (Rated Power)
DC Current Injection	<0.5%In
Power Factor	> 0.99 Rated power (Adjustable 0.8 LG - 0.8 LD)
Protection	
DC switch	Support
Anti-islanding protection	Support
AC overcurrent protection	Support
AC short circuit protection	Support
DC reverse connection	Support
Surge Arrester	DC Type II /AC Type II
Insulation detection	Support
Leakage current protection	Support
General	
Topology	Transformerless
IP Rating	IP65
Night Self Consumption	<1W
Cooling	Fan cooling
Operating Temperature Range	-25°C-60°C
Relative Humidity Range	0-100%
Max. Operating Altitude	4000m(>2000m derating)
Noise	<50dB(Measured at 1m)
Dimensions (W*H*D)	555mm*446mm*270mm
Weight	40Kg
HMI & COM	
Display	Wireless & APP +LED, LCD(Optional)
Communication	WiFi(Optional),RS485,GPRS(Optional)
Certification	
Safety	IEC621109-1, IEC621109-2
EMC	EN 61000-6-2 , EN 61000-6-4
Grid Code	VDE-AR-N 4105 , IEC61727 , IEC62116 , VDE 0126-1-1, RD413/2014
Warranty	5 Years/10 Years (Optional)

Remarks

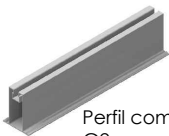
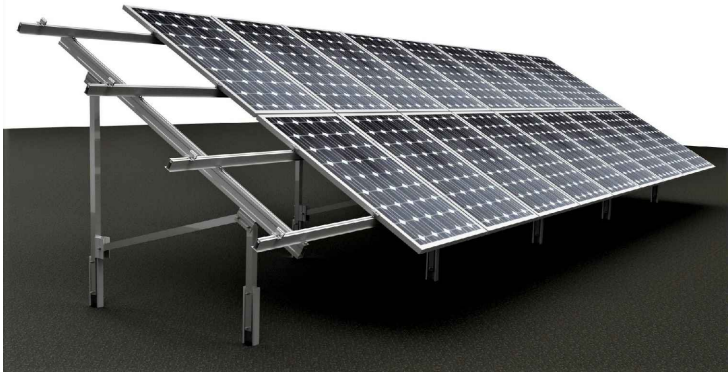
- The range of output voltage and frequency may vary depending upon different grid codes.
- Specifications are subject to change without advance notice.

FICHA TÉCNICA DE LOS SOPORTES

Ficha técnica

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

35V



Perfil compatible G2

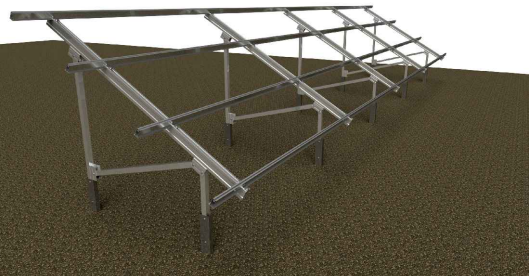
- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje hincado.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Hincas incluidas solo en los kits.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70
Hinca de acero S275 galvanizado en caliente por inmersión.

Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.

Se recomienda realizar un estudio geotécnico del terreno

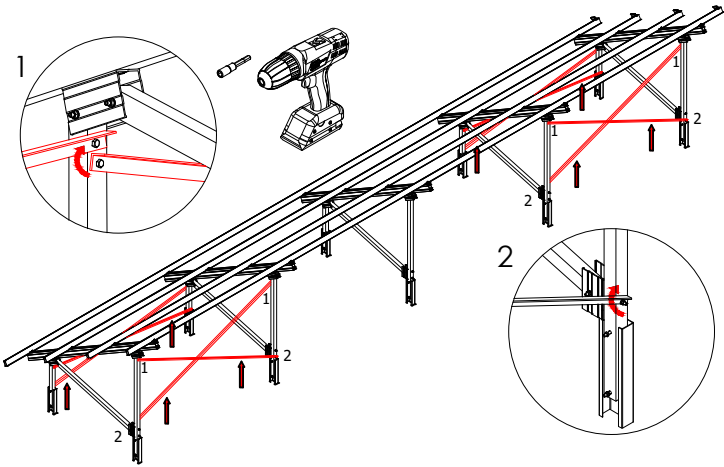
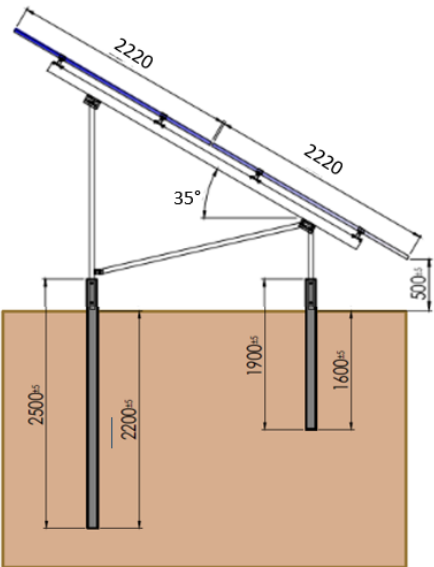


Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150

Kit

Carga de nieve: 40 kg/m²

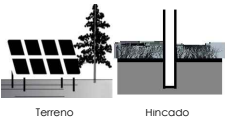


Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Herramientas necesarias:



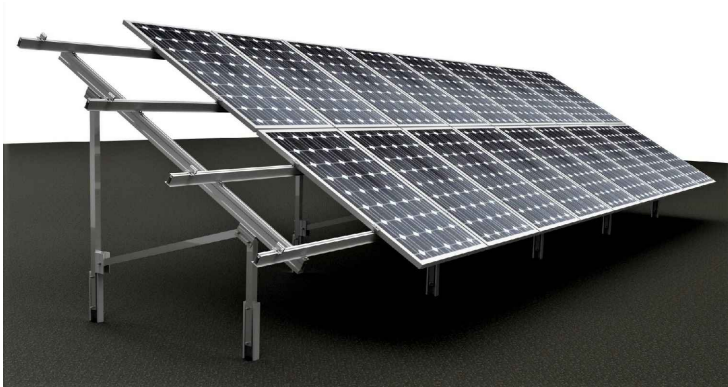
Seguridad:



Velocidades de viento

Soporte inclinado para terreno para 2 filas de módulos. Hincado

35V
Sistema kit



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 3 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ACERO" EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

☁ Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo 	4	6	8	10	12	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

